ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

INTERNATIONAL YOUTH SCIENTIFIC CONFERENCE

OIL AND GAS

СБОРНИК ТРУДОВ

2020



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

СБОРНИК ТРУДОВ

74-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Нефть и газ - 2020»

28 сентября – 02 октября 2020 г.

Москва
2020

Сборник трудов 74-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2020». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 466 с.
ISBN 978-5-91961-341-1

В сборнике представлены статьи участников 74-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2020». В докладах рассматривается широкий круг вопросов, касающихся: геологии, геофизики и мониторинга месторождений нефти и газа; разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечения; вопросов технологии переработки нефти и газа, нефтехимии и химмотологии топлив и смазочных материалов; проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования и сооружений нефтегазового комплекса; автоматизации, моделирования и энергообеспечения технологических процессов нефтегазового комплекса; экономики и управления нефтегазовым производством; совершенствования систем управления трудом и персоналом в компаниях нефтегазовой отрасли; правового регулирования деятельности организаций нефтегазового комплекса, международного энергетического бизнеса и наиболее актуальных проблем обеспечения комплексной безопасности критически важных объектов топливно-энергетического комплекса.

Ответственный редактор: проф. В.Г. Мартынов
Редакционная комиссия: проф. А.Ф. Максименко
доц. А.Н. Комков

© РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020

Влияние рисков на экономику нефтегазовых проектов
(Influence of risks on the economy of oil and gas projects)

Абдурахманова Эльмира Юсуповна
Магистрант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к.э.н., доцент Булискерия Г.Н.

АННОТАЦИЯ

В статье исследуется влияние рисков на экономику нефтегазовых проектов в России. Рассмотрены риски, которые вызваны сегодняшними кризисами в международном экономическом пространстве. Особое внимание уделено таким рискам, как риски истощения ресурсной базы, риски ограничения трубопроводной инфраструктуры Восточной Сибири и российского Дальнего Востока, риск активизации и продолжения действий антироссийских санкций, риск негативного воздействия на нефтегазовые проекты России соглашения с ОПЕК о сокращении добычи нефти, риски, связанные с последствиями вирусного заболевания - коронавируса (COVID - 19), который охватил весь мир, в том числе и Российскую Федерацию. Цель исследования состоит в анализе влияния рисков на экономику нефтегазовых проектов в России в условиях современных кризисов. Практическая значимость результатов исследования определяется анализом актуальных рисков для нефтегазовых проектов.

ANNOTATION

The article examines the impact of risks on the economy of oil and gas projects in Russia. The risks that are caused by today's crises in the international economic space are considered. Particular attention is paid to such risks as risks of resource depletion, risks of restricting pipeline infrastructure in Eastern Siberia and the Russian Far East, the risk of intensification and continuation of anti-Russian sanctions, the risk of negative impact on Russian oil and gas projects of an agreement with OPEC on the reduction of oil production, risks associated with the consequences of a viral disease - coronavirus (COVID - 19), which swept the whole world, including the Russian Federation. The purpose of the study is to analyze the impact of risks on the economy of oil and gas projects in Russia in the context of modern crises. The practical significance of the research results is determined by the analysis of actual risks for oil and gas projects.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Риски, влияние рисков, нефтегазовая отрасль, управление рисками, нефтегазовые проекты, экономика нефтегазовых проектов.

KEYWORDS

Risks, impact of risks, oil and gas industry, risk management, oil and gas projects, economics of oil and gas projects.

Введение. Нефтегазовая отрасль в России является важной составляющей топливно-энергетического комплекса страны. Природный газ и нефтепродукты — это тепло и комфорт в домах, электроэнергия, минеральные удобрения и металл, машиностроительная продукция, сельскохозяйственное производство, транспорт Нефтегазовая отрасль сегодня, без сомнения, играет ключевую роль для развития хозяйства государства и обеспечения населения в его нуждах. Однако данная отрасль подвержена определенным рискам, которые тем или иным образом могут влиять на экономику нефтегазовых проектов, повышая или понижая их эффективность.

Актуальность. Нефтегазовая отрасль в России - одна из основ экономического развития страны.

За последнее десятилетие компании нефтегазовой отрасли пережили многочисленные вызовы и кризисные моменты, среди которых как мировые экономические кризисы, падение цен на нефть почти в два раза, международные санкции и геополитические трения, так и увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в портфелях компаний, активное развитие сланцевой добычи, всемирный тренд на цифровизацию и нарастающая проблема с дефицитом высококвалифицированных кадров. Эти факторы несут с собой огромные риски и оказывают колоссальное влияние на текущую деятельность нефтегазовых компаний и их стратегии, что в итоге приводит к фундаментальному изменению облика отрасли.

Используемые методы. Достижение цели исследования осуществляются путем комплексного использования таких общенаучных и специальных методах, как:

— исторического и логического;
— описательного;
— методы анализа и синтеза;
— абстрактно-логического.

Полученные результаты. Ниже представлены актуальные риски, которые влияют на экономику российских нефтегазовых проектов.

1. Риски истощения ресурсной базы.

Становится все труднее сдерживать сокращение основных месторождений в волго-уральских и западносибирских бассейнах, обеспечивающих до половины добычи российской нефти. Многие месторождения производят в среднем более 80% воды в устье скважины, что является наследием неэффективных методов интенсификации добычи в конце советских времен и в 90-х годах.

В то же время, текущие проекты новых месторождений не имеют достаточного масштаба, чтобы по-настоящему заменить гигантов, предоставляя лишь временный прирост добычи, в то время как предполагаемые ресурсы в основном состоят из нетрадиционной нефти или расположены в отдаленных, труднодоступных - районы доступа, такие как Восточная Сибирь и арктический шельф, и не всегда доступны для разработки [2]. Такая тенденция обусловлена снижением добычи на трех супергигантских газовых месторождениях: Ургеной, Ямбург и Медвезе. Первоначально разработанные Газпромом, эти месторождения достигли зрелости [3, с. 48 -50].

2. Риски ограничения трубопроводной инфраструктуры Восточной Сибири и российского Дальнего Востока.

Большая часть российской трубопроводной инфраструктуры направлена на транспортировку западносибирской нефти в самые густонаселенные европейские районы страны и далее к западным границам, в то время как предполагаемые ресурсы Восточной Сибири и российского Дальнего Востока все еще в значительной степени ограничены. Восточный нефтепровод, который был задуман, как средство решения этой проблемы работает на полной мощности в 58 миллионов тонн ежегодно, начиная с 2016 года, что ограничивает дальнейшие события в регионе [1].

Расширение транспортного коридора сталкивается с типичным «инфраструктурным парадоксом»: государственный владелец и оператор сети нефтепроводов ПАО «Транснефть» опасается вкладывать дорогостоящие инвестиции в дальнейшее крупномасштабное расширение в условиях риска и неопределенности, неизвестных перспектив роста добычи, в то время как другие компании опасаются исследовать и развивать восточные бассейны без реальных средств доставки газа потребителям.

3. Риск активизации и продолжения действий антироссийских санкций.

В 2014 г. и 2015 г. ЕС, США и некоторые другие государства ввели ряд санкций против РФ и некоторых российских юридических лиц. Некоторые из этих санкций направлены непосредственно против ПАО «Газпром» и ПАО «Газпромнефть» и ряда других компаний. Данные санкции актуальны и на сегодняшний момент. Рост конкуренции по экспорту природного газа в Европу со стороны других стран является не менее важной проблемой, которая также сдерживает развитие нефтегазовой отрасли в целом.

4. Риск негативного воздействия на нефтегазовые проекты России соглашения с ОПЕК о сокращении добычи нефти.

9 апреля 2020 г. нефтяные страны договорились об исторической сделке – они совместно сократят добычу нефти на 10 млн. баррелей в сутки. Сесть за стол переговоров их заставило резкое падение спроса и цен на сырье из-за пандемии коронавируса. Легче всего будет компаниям с большими портфелями активов – они смогут выбирать, за счет каких месторождений снижать добычу, и делать это максимально безболезненно. Проще всего ронять и затем наращивать добычу на относительно новых месторождениях, а на старых, обводненных месторождениях возвращение добычи на прежний уровень будет сопряжено с дополнительными инвестициями и может занять несколько месяцев. [5]

5. Риски, связанные с последствиями вирусного заболевания - коронавируса (COVID-19), который охватил весь мир, в том числе и Российскую Федерацию.

В контексте нынешних событий важно отметить влияние нового вируса 2020 года - коронавируса (COVID-19). Серия вспышек заболевания коронавируса (на российских нефтегазовых активах вынуждает компании вводить карантин и вносить изменения в схемы смены, что повышает риск того, что вспышки могут поразить производство).

Сегодня ситуация на нефтегазовых проектах России выглядит следующим образом. В апреле 2020 г. наблюдатель Роспотребнадзора за безопасностью потребителей заявил, что 14 работников на нефтяном месторождении в Уватском районе Тюменской области в Западной Сибири дали положительный результат на вирус. Дочерняя компания крупнейшего в России производителя сырой нефти «Роснефть» подтвердила, что работники по контракту дали положительный результат на вирус на Западно-Епасском месторождении.

В местных селах введен карантин, дезинфицированы здания, все работники прошли медицинское обследование [4].

В результате вспышки Роспотребнадзор приказал нефтяным компаниям, работающим в регионе, ограничить число работников только теми, которые необходимы для продолжения работ, и ввести временный отпуск для работников старше 65 лет, а также самоизоляцию для работников на 14 дней. Другие нефтяные активы, затронутые вспышками, включают Еты-Пуровское месторождение «Газпром нефти» в Ямало-Ненецком автономном округе в Западной Сибири, где было зарегистрировано 40 случаев. Местные власти сообщают о случаях заболевания на Приобском месторождении в Ханты-Мансийском регионе Западной Сибири. Газпром нефть разрабатывает южную часть месторождения, а Роснефть - северную. Некоторые другие российские производители нефти также сообщали о случаях и введении карантина. Второй по величине производитель нефти в России Лукойл сообщил о 27 случаях в компании в России и за рубежом. Татнефть ввела карантин на некоторых участках в России [4].

Российский газовый гигант ПАО «Газпром» также сообщил о нескольких случаях коронавируса среди рабочих на его проектах. Компания ввела карантин на своем Бованенковском месторождении после того, как 20 сотрудников вступили в контакт с пациентом с коронавирусом. Они также приостановили смену до середины мая 2020 г.

Вирус также поразил некоторые нефтяные и газовые сооружения в России. Велесстрой, подрядчик по строительству платформ для проекта СПГ Новатэка в Арктике, частично приостановил операции по дезинфекции производственных площадей после того, как там было зарегистрировано 290 случаев коронавируса [4].

На данный момент местные власти и компании не сообщили о каких-либо изменениях в планах производства. Они борются с рисками, внедряя обязательную самоизоляцию, меняя режим смены и сокращая количество сотрудников на площадке до минимума.

Заключение. Нефтегазовая отрасль России сейчас проходят период существенных трансформаций, касающихся структуры отраслей в разрезе крупнейших производителей, продуктовой структуры. Влияние современных внутренних и внешних кризисов оказывает достаточно существенное влияние на нефтегазовые проекты России. Как показало проведенное исследование, сегодня на первый план выходят такие риски, как риски истощения ресурсной базы, риски ограничения трубопроводной инфраструктуры Восточной Сибири и российского Дальнего Восток, риск активизации и продолжения действий антироссийских санкций, риск негативного воздействия на нефтегазовые проекты России соглашения с ОПЕК о сокращении добычи нефти, риски, связанные с последствиями вирусного заболевания - коронавируса (COVID-19). Данные риски существенно тормозят активное развитие нефтегазовых проектов страны, подвергая пересмотру, как политику правительства страны, так и внутреннюю политику отдельных компаний.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина, ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО, Москва, 2019, 210 с

2. *Хендерсон Дж., Грушевенко Е.* Перспективы добычи нефти в России до 2020 года, Оксфордский институт энергетических исследований, Оксфорд, Великобритания, Energy Insight: 3, февраль, 2017

3.*Nikita O. Kapustin, Dmitry A. Grushevenko.* A long-term outlook on Russian oil industry facing internal and external challenges. Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, Institut Français du Pétrole, 2019, 74, pp.72.

4.*Дмитриева А. Розмари Гриффин*, Коронавирусные случаи увеличиваются в российских нефтегазовых проектах.
Режим доступа: https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/042420-coronavirus-cases-increasing-at-russian-oil-gas-projects Дата обращения 21.05.2020

5.«Такого добровольного сокращения не было за историю ОПЕК». Эксперты об окончании ценовой войны на рынке нефти.
Режим доступа: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2020/04/10/827731-takogo-dobrovolnogo-ne-okonchanii-tsenovoi-rinke Дата обращения 21.05.2020.

Алгоритм расчета траекторий условно-горизонтальных стволов скважин с учетом технологических ограничений бурового оборудования
(Calculation's algorithm of horizontal well bore taking into account the technological limitations of drilling equipment)

Агуреев Сергей Михайлович[1], Ильин Илья Алексеевич[2]
[1]Ведущий инженер, [2]Начальник отдела
[1,2]ООО «Газпром добыча Астрахань»

АННОТАЦИЯ

Создан универсальный алгоритм расчета траекторий скважин с условно-горизонтальным окончанием с учетом технологических ограничений бурового оборудования и стратиграфических особенностей месторождения. Алгоритм, реализованный в виде программного кода, позволяет оперативно спроектировать траекторию необходимого профиля скважины, выбрать из множества подходящих траекторий оптимальную с точки зрения геометрии и продуктивности. При этом, продуктивность скважин оценивается с помощью расчетов на гидродинамическом симуляторе. Алгоритм успешно применен для создания проектных траекторий скважин Астраханского газоконденсатного месторождения. Разработанная программа также применяется при сопровождении бурения. Программа является самостоятельной, на данный момент является лучшим автоматическим инструментом построения проектных траекторий Астраханского газоконденсатного месторождения.

ABSTRACT

The universal algorithm of horizontal well bore calculation was created taking into account the technological limitations of drilling equipment and stratigraphic field’s features. The algorithm, which was implemented in program code, allows to design necessary well trajectory quickly, to select optimal variant from a number of suitable trajectories in terms of geometry and productivity. Well productivity is estimated by calculations on hydrodynamic simulator. The algorithm was successfully applied to create trajectory design of wells of Astrakhan gas condensate field. Developed program is also used in well placement. The program is independent, at the moment it’s the best automatic tool for building well trajectory design of Astrakhan gas condensate field.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Траектория горизонтальной скважины, ограничения бурового оборудования, алгоритм построения траектории, программный код, гидродинамический расчет.

KEYWORDS

Horizontal well trajectory, limitations of drilling equipment, algorithm of trajectory design, program code, hydrodynamic calculation.

АГКМ (Астраханское газоконденсатного месторождение) уникально не только по запасам, но и по геологическому строению. Соляные купола усложняют процесс разработки месторождения, создавая высокие риски осложнений при бурении.

С 2015 г на АГКМ технологическим проектом разработки предусмотрено бурение скважин с условно-горизонтальным окончанием. В 2018 г вышли новые правила для составления технических заданий на проектирование строительства скважин АГКМ (типовое задание на разработку проектной документации по строительству скважин ПАО «Газпром»). Возникла необходимость подготавливать полную траекторию скважин с условно-горизонтальным окончанием с учетом всех возможных ограничений

используемого бурового оборудования. В кротчайшие сроки была изучена технологическая документация по бурению скважин с условно-горизонтальным окончанием, проанализирована информация, полученная по результатам фактического выполнения условно-наклонного бурения в условиях АГКМ.

Процесс построения траектории итеративный, любое изменение условий или ограничений требует перерасчета траектории. Основные параметры траектории подбирались вручную. Данные обстоятельства значительно затягивали процесс, возникали риски неисполнения сроков подготовки траекторий.

Из-за особенностей геологического строения АГКМ и технических требований к скважинам с условно-горизонтальными окончаниями существуют предельные значения зенитных углов и интенсивностей искривления ствола, которых можно достигать в определенных стратиграфических горизонтах. Это связано с возможностями бурового оборудования, конструктивными особенностями обсадных колонн, а также повышенными требованиями к безопасности, так как около 26% добываемого сырья составляет сероводород.

Из задаваемых длин и углов в используемом нами ПО (программном обеспечении) происходит расчет интенсивностей искривления траектории. По ним и производится оценка возможности бурения такой траектории. Нередко возникают случаи, когда не существует возможности бурения траектории с соблюдением всех ограничений, исходя из геологического разреза месторождения в данном месте. Тогда принимаются решения о переносе скважины или изменения профиля траектории.

Траектория имеет верхний вертикальный участок, далее чередуются между собой криволинейные участки набора зенитного угла и прямолинейные наклонные участки, включая основной горизонтальный участок. Каждый из участков относится к определенному стратиграфическому горизонту. Также существует профиль, который предусматривает прямолинейный наклонный участок сразу после вертикального для набора отхода ствола от устья. На рисунке 1 представлены технологические ограничения скважин с условно-горизонтальным окончанием на АГКМ.

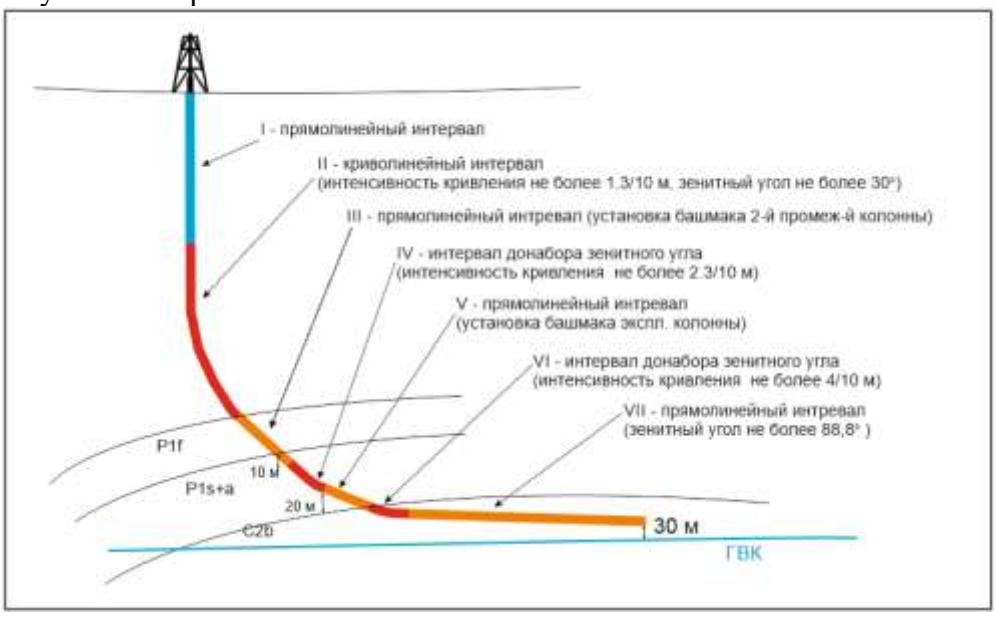


Рисунок 1 - Технологические ограничения бурения скважин с условно-горизонтальным окончанием

Ручная подготовка траекторий осуществлялась с помощью ПО «Irap RMS» компании «Roxar» в геологической модели, где, исходя из разреза месторождения, производился подбор зенитных углов на разных участках траекторий и выбор длин

интервалов траекторий по стволу. Ручное построение траектории зависит от наработанного опыта специалиста, очень важна внимательность при создании траектории, так как в дальнейшем она станет составной частью технического задания на строительство скважины. Всегда существует риск ошибки, а также выбора не самой оптимальной траектории. Также ручное построение, ввиду высокой трудоемкости, не позволяет построить множество различных траекторий в короткие сроки для одной скважины.

Вопрос о построении траектории с учетом технологических ограничений был озвучен производителям ПО геологического моделирования «Irap RMS» компании «Roxar». Данное ПО используется в отделе моделирования месторождений ИТЦ ООО «Газпром добыча Астрахань», и на данный момент не существует удовлетворительных аналогов для «Irap RMS» в рамках нашей деятельности. Используемое в настоящее время программное обеспечение по геологическому моделированию (также используется симулятор «tNavigator» компании «RFD») предусматривает ручное задание траекторий, или автоматические модули не достаточно функциональны для наших условий. При этом не существует опции задания определенных ограничений с выводом множества возможных вариантов траекторий.

Учитывая обозначенные проблемы был создан алгоритм расчета траекторий условно-горизонтальных скважин с учетом ограничений по приоритетам. Были подобраны формулы для расчета интенсивности искривления траекторий, они стали основой алгоритма, реализованного в виде программного кода на языке Visual Basic Microsoft Excel. Алгоритм предполагает построение траекторий двух используемых на АГКМ проектных профилей с опцией настройки требуемой точности по смещению забоя от устья в горизонтальной проекции, а также возможна настройка шагов расчета.

Созданный алгоритм предполагает построение траектории с нижнего участка, содержащего горизонтальный ствол и последний интервал набора кривизны (рисунок 2). Задается нижняя точка траектории по вертикали исходя из представлении о расположении ГВК (газо-водяного контакта) и кровля продуктивного горизонта. Как правило, траектория должна располагаться выше ГВК на 30 м. Таким образом, известна высота участка (отрезок BF), максимальный зенитный угол составляет порядка 88-89° (угол ω). Также задается интенсивность искривления траектории в C2b (башкирских продуктивных отложениях).

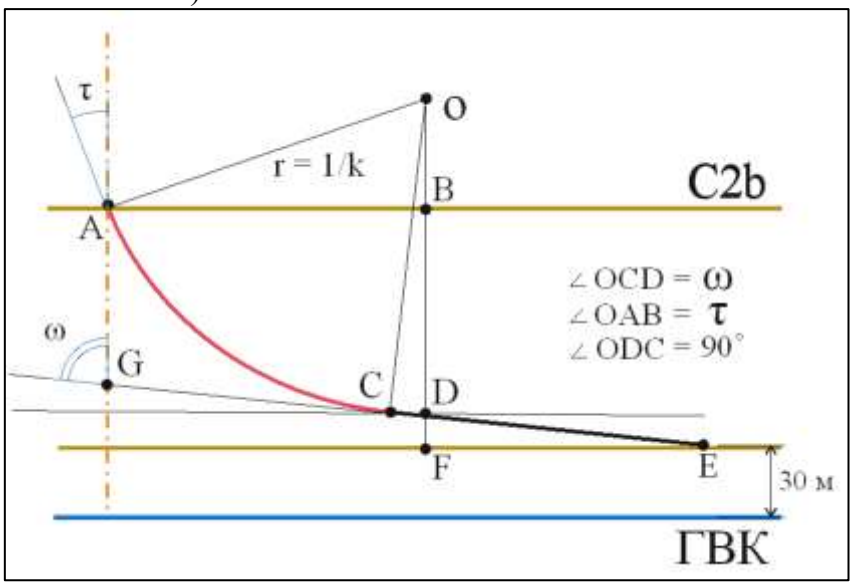


Рисунок 2 – Принципиальная схема алгоритма расчета траектории с учетом технологических ограничений:
r – радиус искривления участка; k – кривизна участка; τ – зенитный угол входа

траектории в кровлю C2b; ω – зенитный угол условно-горизонтального окончания; точка A – точка входа в C2b; точка O – центр окружности, которой принадлежит криволинейный участок; точка C – конец криволинейного участка; OF – перпендикуляр к кровле и подошве C2b; точки B и F – пересечение OF с кровлей и подошвой C2b; точка E – конец траектории (забой скважины); точка D – пересечение OF и прямой, проходящей горизонтально через точку C; точка G – пересечение касательной к участку (дуге) AC в точке C и вертикальной прямой, проходящей через точку A.

Вычисляется угол при входе траектории в продуктивный горизонт (угол τ). Вышележащие участки должны позволить достичь данного угла, для чего происходит перебор интенсивностей искривления участков, один из которых расположен выше P1f (филлиповских отложений), второй располагается в P1s+a (сакмарских отложениях). При этом должно соблюдать ограничение максимально допустимого угла кривления до P1f в 30°, а также криволинейный участка в P1s+a должен отступать на определенные расстояния от кровли и подошвы данных отложений (см. рисунок 1). Сакмарский горизонт нередко имеет малую мощность, что не позволяет соблюдать все ограничения, поэтому алгоритм в этом случае допускает расчет траектории с превышением зенитного угла выше P1f, но как можно меньше. Из интенсивностей искривления и абсолютных отметок по глубине рассчитываются зенитные углы и длины участков вдоль траектории. Это необходимо как при загрузке траектории в «Irap RMS» в геологическую модель для оценки ее корректности, так и при подготовке технических заданий.

Благодаря автоматизации процесса построения траекторий стала возможной оценка множества траекторий на гидродинамической модели, созданной в ПО «tNavigator». Траектории подгружаются из «Irap RMS», производится несколько быстрых расчетов на заранее подготовленной секторной модели с локальным измельчением сетки. Таким образом, можно получить представление о продуктивности скважины с той или иной траекторией. На рисунке 3 представлено несколько траекторий, построенных для одной скважины. Исходя из подсчета произведения пористости на эффективную толщину, результат которого также представлен на рисунке 3, стоит ожидать, что обозначенная фиолетовым траектория (траектория №5) будет самой продуктивной, однако, исходя из гидродинамического расчета, ей оказалась красная траектория (траектория №6). На рисунках 4 и 5 представлены графики накопленной добычи сухого газа и дебитов различных вариантов траектории соответственно. Разница в накопленной добыче достигает почти 6%, что составляет около 153 млн $м^3$ газа сепарации за 30 лет расчетного периода при одинаковом устьевом давлении скважины. Цена данного объема газа, а также дополнительного конденсата, сопоставима со стоимостью строительства скважины. Максимальная разница в дебите составляет 6,4 %. В таблице 1 представлены результаты гидродинамических расчетов.

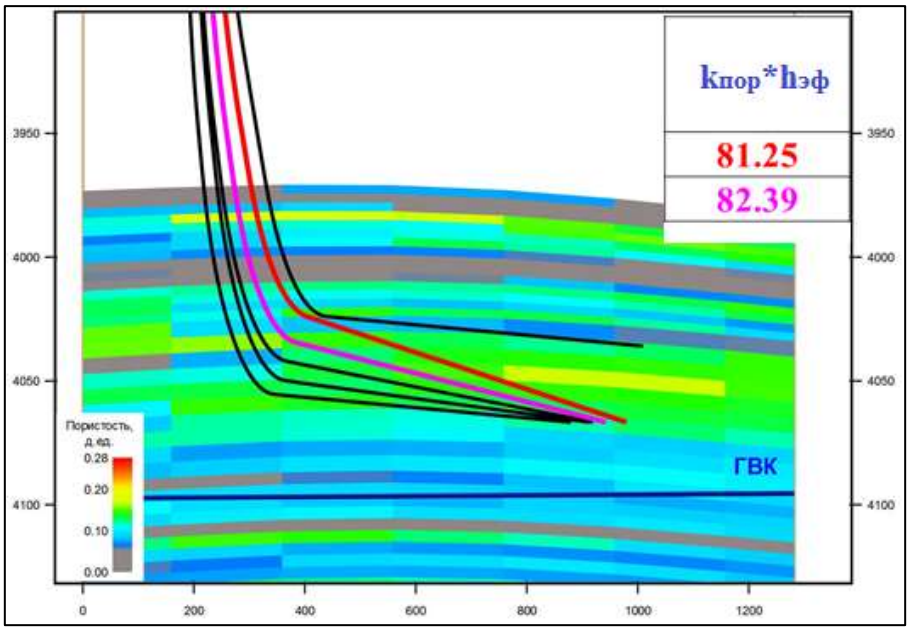


Рисунок 3 – Варианты траекторий проектной скважины

В дальнейшем данный алгоритм предполагается дополнить учетом геологической неопределённости для оценки рисков неполучения проектных режимов работы скважин. Проверка также будет производиться посредство гидродинамических расчетов.

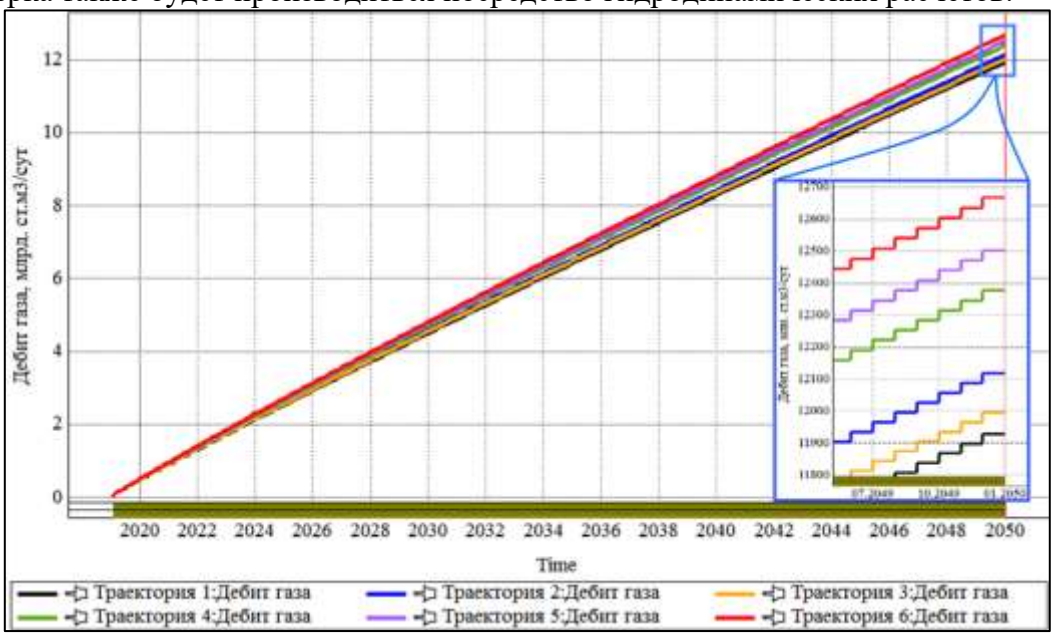


Рисунок 4 – Накопленный дебит сухого газа различных вариантов траекторий



Рисунок 5 –Дебит сухого газа различных вариантов траекторий (цвет для фиолетовой и красной траектории соответствует цвету ее графика)

Таблица 1 – Накопленный дебит сухого газа различных вариантов траекторий

Номер траектории	Накопленная добыча, млрд м³	Ёмкостная характеристика разреза, вскрываемого траекторией ($k_{пор}$*$h_{эф}$)
6	**12.668**	**81.25**
5	12.503	82.39
4	12.377	80.23
2	12.118	68.19
3	11.996	79.14
1	11.929	77.02

Разработанный алгоритм протестирован на локальных моделях, используемых для сопровождения бурения. В процессе бурения есть риски отхождения фактической траектории скважины от проектной. Причины могут быть разными, такие как неточность дистанционных методов исследований геологической изменчивости, так и сбои оборудования в процессе бурения. Появилась возможность оперативного перестроения траектории с учетом технологических ограничений бурения для оценки влияния полученных отклонений фактической траектории от проектной.

В дальнейшем данную разработку планируется использовать для оценки возможности бурения в любом месте лицензионного участка месторождения. Стало ясно, что в некоторых местах возможно заложение только одного варианта ствола скважины, причем на этот результат оказывает влияние как мощность продуктивного пласта, так и мощности вышележащих стратиграфических горизонтов. С помощью алгоритма появилась возможность на стадии проектирования разработки месторождения учитывать технологические ограничения бурового оборудования.

Правильность расчета траекторий условно-горизонтальных стволов скважин с учетом технологических ограничений бурового оборудования доказана на примере скважин Левобережной части АГКМ.

Алгоритм, лежащий в основе программного кода, может быть использован на любых месторождениях, разрабатываемых скважинами с условно-горизонтальным окончанием, что позволит сократить время на ручной подбор параметров траекторий, получить множество вариантов траекторий для выбора наиболее оптимального варианта. Видоизменение алгоритма под новые условия другого месторождения не является сложной задачей, так как принцип расчета и формулы останутся прежними.

Методика определения проницаемости околоскважинной зоны по результатам газогидродинамических исследований скважин

(Methodology for determining the permeability of the near-wellbore zone based on the results of gas-hydrodynamic studies of wells)

Аитов Чингиз Решатович
Аспирант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: д.т.н., профессор Ермолаев А.И.

АННОТАЦИЯ

Создана новая методика определения проницаемости призабойной зоны скважин газоконденсатного месторождения Шуртан, расположенного в среднеазиатском регионе. Рассматриваемый объект представляет собой залежь с тремя пропластками различной проницаемости. Методика определения проницаемости околоскважинной зоны основана на результатах, проводимых газогидродинамических исследований действующего фонда скважин. В работе обоснованно представлен ряд допущений, применимых для условий рассматриваемого объекта газоконденсатной залежи. Особое внимание уделено параметрам в ходящим в эмпирические зависимости фильтрационных коэффициентов, выявленных в ходе интерпретации газогидродинамических исследований скважин. Новая методика прошла апробацию при создании геолого-гидродинамической модели.

ABSTRACT

A new technique has been created for determining the permeability of the bottom-hole zone of the wells of the Shurtan gas condensate field located in the Central Asian region. The object under consideration is a reservoir with three layers of different permeability. The methodology for determining the permeability of the near-wellbore zone is based on the results of gas-hydrodynamic studies of the existing well stock. There is a number of assumptions applicable to the conditions of the gas condensate reservoir under consideration in the article. Particular attention is paid to the parameters in the empirical dependencies of the filtration coefficients identified during the interpretation of gas-hydrodynamic studies of wells. The new technique has been tested when creating a geological and hydrodynamic model.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Проницаемость, газогидродинамические исследования, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, призабойная зона скважины, интервал вскрытия пласта, вязкость газа, коэффициент сверхсжимаемости газа.

KEYWORDS

Permeability, gas-hydrodynamic studies, filtration resistance coefficients, bottom-hole zone of the well, perforation interval, gas viscosity, gas compressibility coefficient.

При геолого-гидродинамическом моделировании важным этапом является задание ей петрофизических свойств. Распределение в геологическом пространстве различных физических параметров, таких как пористость, проницаемость, песчанистость, которые с определенной степенью вероятности характеризуют строение реального геологического объекта, представляет собой не легкую задачу.

Данная работа посвящена созданию методики определения проницаемости околоскважиной зоны, основанной на результатах, проводимых газогидродинамических исследований(ГГДИ) действующего фонда скважин газоконденсатного месторождения

Шуртан. Найденные в последующем значения проницаемости, задаются ячейкам геолого-гидродинамической модели.

Для задания ячейкам модели проницаемости была предложена следующая методика, основанная на ГГДИ действующего фонда скважин:

На основе результатов, проведенных ГГДИ были найдены значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений **a** и **b** для действующего фонда скважин. Данные коэффициенты **a** и **b** можно представить через следующие соотношения [1]:

$$a = \frac{\mu \cdot z \cdot \mathrm{P_{ат}} \cdot \mathrm{T_{пл}} \cdot \left(ln\frac{R_к}{R_c} + C_1\right)}{\pi \cdot k \cdot h \cdot \mathrm{T_{ст}}} \quad (1)$$

$$b = \frac{\rho_{ат} \cdot z \cdot \mathrm{P_{ат}} \cdot \mathrm{T_{пл}} \cdot \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_к} + C_2\right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot \mathrm{T_{ст}}} \quad (2)$$

где **μ**, **z** – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа соответственно; $\mathbf{P_{ат}}$ – атмосферное давление; $\mathbf{T_{пл}}$, $\mathbf{T_{ст}}$ – соответственно пластовая и стандартная температура; $\mathbf{R_к}$, $\mathbf{R_c}$ – соответственно радиус контура дренирования и скважины; $\boldsymbol{\rho_{ат}}$ – плотность газа при $\mathbf{P_{ат}}$ и $\mathbf{T_{ст}}$; **k, l** – соответственно коэффициенты проницаемости и макрошероховатости пласта; **h** – толщина вскрытия продуктивного пласта; C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия.

Введем понятие эквивалентного значения проницаемости по трем продуктивным горизонтам для каждой скважины. Для этого исключим интервал вскрытия продуктивных горизонтов по каждой скважине в уравнениях (1) и (2) в следующем виде:

$$\frac{b}{a^2} = \frac{\rho_{ат}}{\mu^2 \cdot z \cdot \mathrm{P_{ат}} \cdot \mathrm{T_{пл}}} \cdot \frac{\left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_к} + C_2\right)}{\left(ln\frac{R_к}{R_c} + C_1\right)^2} \cdot \frac{k^2 \cdot \mathrm{T_{ст}}}{2 \cdot l} \quad (3)$$

Преобразуем уравнение (3), получим эквивалентную проницаемость:

$$k = \sqrt{\frac{b}{a^2} \cdot \frac{\mu^2 \cdot z \cdot \mathrm{P_{ат}} \cdot \mathrm{T_{пл}}}{\rho_{ат}} \cdot \frac{2 \cdot l}{\mathrm{T_{ст}}} \cdot \frac{\left(ln\frac{R_к}{R_c} + C_1\right)^2}{\left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_к} + C_2\right)}} \quad (4)$$

Рассмотрим параметры, входящие в уравнение 4:

1. Параметр **θ** учитывающий радиус дренирования $\mathbf{R_к}$ и радиус скважины $\mathbf{R_c}$:

$$\theta = \sqrt{\frac{\left(ln\frac{R_к}{R_c} + C_1\right)^2}{\left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_к} + C_2\right)}} \quad (5)$$

Учитывая конструктивные особенности и взаимное расположение скважин, параметр **θ** варьируется в интервале от 2,95 до 3,8.

2. Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений **a** и **b** найдены по результатам ГГДИ. Параметры $\mathbf{T_{пл}}$, $\mathbf{T_{ст}}$, $\boldsymbol{\rho_{ат}}$, $\mathbf{P_{ат}}$ и **l** приняты постоянными по всем действующим скважинам.

3. Коэффициент сверхсжимаемости газа **z** будем определять в зависимости от приведённых давлений и температур. Значения приведённых давлений газа по действующему фонду скважин на дату проведения ГГДИ варьируются в диапазоне $P_{пр}$ = 0,94 ÷ 1,4. Приведенная температура составляет $T_{пр}$ = 1,89. Таким образом, коэффициент сверхсжимаемости газа для значения приведенной температуры $T_{пр}$ = 1,89 в диапазоне значений приведённых давлений $P_{пр}$ = 0,94 ÷ 1,4 изменяется в интервале z = 0,92 ÷ 0,96, согласно зависимостям сверхсжимаемости природного газа z от приведенных давления и температуры, представленных в работе [1]. В свою очередь извлечение корня из коэффициента сверхсжимаемости газа даст следующий интервал значений: 0,96 ÷ 0,98. Данный диапазон значений позволяет считать условно неизменным значение извлеченного корня из коэффициента сверхсжимаемости по всем действующим скважинам на период проведения ГГДИ.

4. Вязкость газа **μ** зависит от давления и температуры [1]:

$$\mu(P,T) = \mu_{ат}(P_{ат}, T_{ст}) \cdot \mu^*_{пр}(P,T); \quad (6)$$

где $\mu_{ат}(P_{ат}, T_{ст})$ – вязкость газа при $P_{ат}$ = 0,1 Мпа и $T_{ст}$ = 293 К, $\mu_{пр}^*(P, T)$ – приведенная вязкость, определяется по графику представленному на рисунке 2.

Согласно зависимости приведенной вязкости $\mu_{пр}$* от приведенных давления и температуры, представленных в работе [2], для значения приведенной температуры $T_{пр}$ = 1,89 в диапазоне значений приведённых давлений $P_{пр}$ = 0,94 ÷ 1,4 величина приведенной вязкости $\mu_{пр}^*$ всюду равна единице, что свидетельствует о неизменности вязкости на период проведения ГГДИ.

Учитывая интервал изменения параметров, изложенных выше, уравнение 4 можно представить в следующем виде:

$$k = \Omega \cdot \theta \cdot \frac{\sqrt{b}}{a} \quad (7)$$

где:

$$\Omega = \sqrt{\frac{\mu^2 \cdot z \cdot \mathrm{P_{ат}} \cdot \mathrm{T_{пл}}}{\rho_{ат}} \cdot \frac{2 \cdot l}{\mathrm{T_{ст}}}} \quad (8)$$

Формула 7 позволяет определить значения эквивалентной проницаемости около скважинной зоны на дату проведения ГГДИ. С другой стороны, эквивалентную проницаемость можно выразить через проницаемость и величину вскрытия каждого продуктивного горизонта:

$$k = \overline{h_1} \cdot k_1 + \overline{h_2} \cdot k_2 + \overline{h_3} \cdot k_3 \quad (9)$$

где:

$$\overline{h_j} = h_j / \sum_{n=1}^{3} h_n \tag{10}$$

$\overline{h_j}$ и h_j – соответственно относительное вскрытие и интервал вскрытия j – го горизонта, k_j – проницаемость j – го горизонта.

В соответствии с работой [2] среднее значение проницаемости трех продуктивных пропластков рассматриваемого газоконденсатного месторождения соответственно равны: 10, 100 и 107 мДарси. В связи с чем, примем допущение, что проницаемости трех продуктивных горизонтов в каждой скважине относятся как 10:100:107

$$k_{i2} = 10 \cdot k_{i1};\ k_{i3} = 10.7 \cdot k_{i1} \tag{11}$$

Учитывая 10, формула 9 примет следующий вид:

$$k_i = k_{i1} \cdot \overline{H_{\imath 1}} \tag{12}$$

Где :

$$\overline{H_{\imath 1}} = \overline{h_{\imath 1}} + 10 \cdot \overline{h_{\imath 2}} + 10.7 \cdot \overline{h_{\imath 3}} \tag{13}$$

$\overline{H_{\imath 1}}$ – параметр учитывающий степень вскрытия при нахождении эквивалентной проницаемости через проницаемость первого продуктивного горизонта, k_i – эквивалентная проницаемость пласта в i – ой скважине, k_{i1} – проницаемость 1 – го продуктивного горизонта в i – ой скважине.

Подставляя в формулу 12 формулу 7, а также принимая допущение, что фильтрационные коэффициенты ухудшаются со временем одинаково, получим формулу для нахождения в каждой скважине проницаемости околоскважинной зоны первого продуктивного горизонта:

$$k_{i1} = \frac{\varphi_1 \cdot \Omega \cdot \theta_i}{\overline{H_{\imath 1}}} \cdot \frac{\sqrt{b_i}}{a_i} \tag{14}$$

где φ_1 – параметр учитывающий изменение фильтрационно-емкостных свойств 1 – го горизонта в i – ой скважине. Значение Ω определяется по формуле 8 и принимается постоянным исходя из вышеизложенных рассуждений. Величина θ_i, как уже описывалось выше, принимает значения в интервале от 2,95 до 3,8 в зависимости от конструктивных особенностей и взаимного расположения скважины. Параметр $\overline{H_{\imath 1}}$ находится по формуле 13 в зависимости от интервалов вскрытия продуктивных горизонтов, указанных в работе [2].

Для того что бы определить проницаемость околоскважиной зоны для 1 - го горизонта по формуле 14 необходимо знать значения произведения параметров Ω и φ_1. В определении этих параметров по отдельности нет необходимости.

Рассмотрим способ отыскания значения произведения параметров Ω и φ_1:

Среднее значение проницаемости по первому продуктивному горизонту можно приближенно выразить следующим образом:

$$\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{i1} = k_{\text{ср1}} \tag{15}$$

где n – число скважин, i – номер скважины, $k_{ср1}$ - среднее значение проницаемости для 1 - го горизонта.

Подставляя уравнение 14 в уравнение 15 получим:

$$\frac{\varphi_1 \cdot \Omega}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{\theta_i}{\overline{H_{\imath 1}}} \cdot \frac{\sqrt{b_i}}{a_i} = k_{\text{ср1}} \tag{16}$$

Согласно сведениям о коллекторских свойствах продуктивных горизонтов [1] среднее значение проницаемости по первому продуктивному горизонту равно 10 мД. Таким образом, подставляя это значение в формулу 16 нетрудно определить значение произведения параметров Ω и φ_1. Далее подставляя данное значение $\Omega \cdot \varphi_1$ в формулу 14, определяем проницаемость околоскважиной зоны по каждой скважине для первого горизонта на дату начала разработки. Значение проницаемостей околоскважинной зоны по двум другим горизонтам для каждой скважины определяются аналогично рассмотренной методике. После чего найденные значения закладываются в ячейки модели, пересекающиеся со скважиной. Далее любым из имеющихся программных симуляторов гидродинамического моделирования производится распределение значений проницаемости со скважинных ячеек на все ячейки модели[3]. Результаты задания проницаемости ячейкам модели представлены на рисунках 1 и 2.

Последующая корректировка проницаемости околоскважинной зоны, с целью сходимости расчетных показателей геолого-гидродинамической модели с фактическими значениями, может бы осуществлена через введение множителей проводимости призабойной зоны по каждой скважине, не отвечающей допустимому процентному отклонению расчётных значений от фактических.

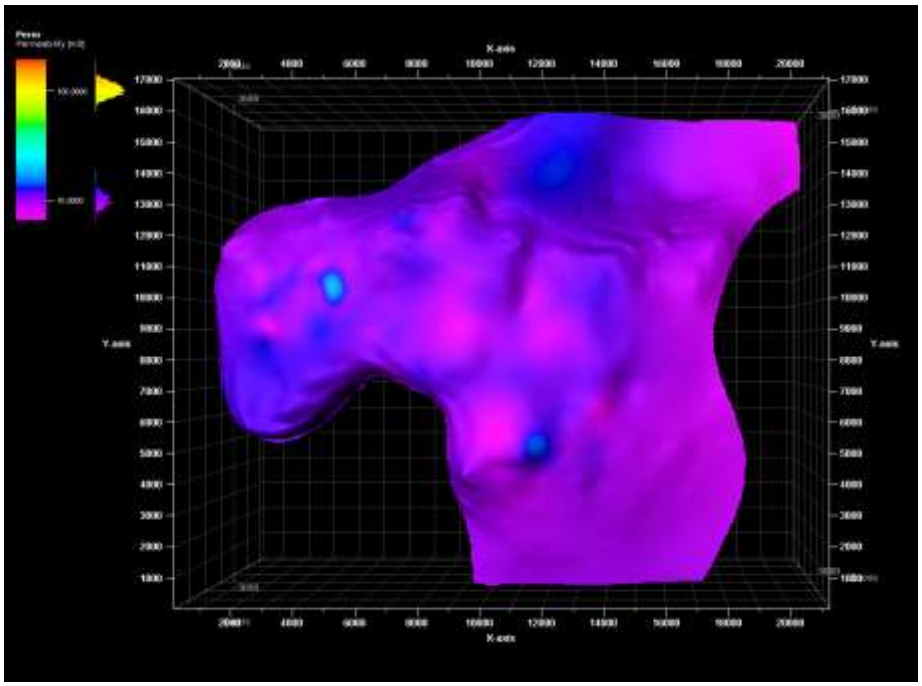


Рисунок 1 – Распределение проницаемости в продуктивном горизонте XV-НР, вид сверху

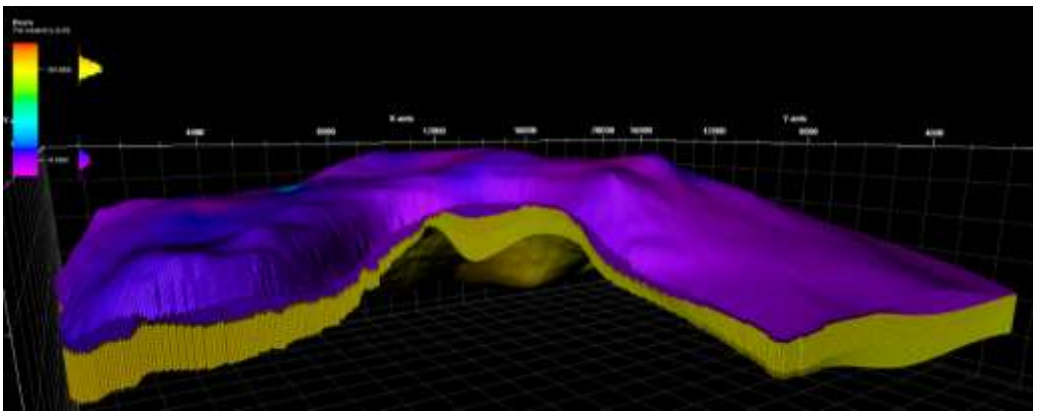


Рисунок 2 – Распределение проницаемости по продуктивным горизонтам XV-НР, XV-Р и XV-ПР, вид сбоку

Вывод. Предлагаемая методика определения проницаемости околоскважинной зоны может быть применена при создании геолого-гидродинамических моделей газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа, в случаях, когда отсутствуют исходные данные, необходимые при традиционном построении геолого-гидродинамических моделей. А также может быть применена как альтернативный метод подтверждения степени достоверности геолого-гидродинамических моделей.

Кроме того, данная методика также может быть применена при адаптации геолого-гидродинамических моделей, как нахождение значение проницаемости призабойной зоны скважин в первом приближении, от которых в последующим можно отталкиваться для нахождения условно-истинных значений.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Алиев З.С., Бондаренко В.В.* Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Печора: Изд. Печорское время, 2002. – 894 с.;

2. *В.М. Шевцов*, Отчет «Коррективы проекта доразработки газоконденсатного месторождения Шуртан», Ташкент, фонды АО «O'ZLITINEFTGAZ», 2014. – 152 с.;
3. *Закревский К.Е.* Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. – М., 2010. – 110 с.

Модернизация и оптимизация измерительных установок «Нефтемер» и средств их метрологического обеспечения
(Modernization and optimization of «Neftemer» measuring systems and their metrological assurance)

Алиев Сулейман Адиль оглы
Инженер по автоматизированным системам управления производством
ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»,
Научный руководитель: главный метролог ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» Антонов К.И.

АННОТАЦИЯ

Предложен новый подход к измерению количества сырой нефти, пластовой воды и попутного нефтяного газа на основе радиоизотопного принципа действия. Принцип основан на регистрации интенсивности гамма-излучения радиоизотопа Барий-133, прошедшего через контролируемую среду. Новый подход позволил избавиться от эксплуатационных недостатков и улучшить метрологические характеристики измерительной установки с радиоизотопным принципом действия. Для реализации существующих решений произведено моделирование, которое позволяет делать выводы об эффективности принятых мер.

ABSTRACT

A new approach to measuring the amount of crude oil, formation water and associated petroleum gas based on the radioisotope principle of action is proposed. The principle is based on recording the intensity of gamma radiation of the Barium-133 radioisotope passing through a controlled environment. The new approach made it possible to get rid of operational shortcomings and improve the metrological characteristics of a measuring installation with a radioisotope principle of operation. To implement the existing solutions, a simulation was performed that allows us to draw conclusions about the effectiveness of the measures taken.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Измерительные установки, трудноизвлекаемая нефть, радиоизотопный принцип измерения, энергетические – спектра, источники гамма-излучения.

KEYWORDS

Measuring installations, hard-to-recover oil, radioisotope measuring principle, energy - spectrum, gamma radiation sources.

За последние годы точность средств измерения, участвующих в измерениях количества и показателей качества добываемой нефти, существенно возросла. Дисбаланс между расчетными и фактическими значениями добытой сырой нефти неуклонно снижается, а соответственно уменьшаются и её (добытой нефти) потери.

В соответствии с данными фактами на нефтедобывающих предприятиях возникла потребность в решении следующих задач – улучшение качества технического обслуживания средств измерений и средств автоматизации, повышение уровня замеряемости и телемеханизации путем внедрения новых более точных технологий и средств измерения по замеру добываемой нефтегазоводосодержащей жидкости, а также содержащихся в ней попутного газа и пластовой воды.

На сегодняшний день современный уровень развития производства определяет необходимость в полномасштабном внедрении комплексов и систем, которые могли бы вести учет не только на выходе дожимных насосных установок ДНС (КСП) или на

выходе установок подготовки нефти УПН, но и позволяли вести учет (с нормированной погрешностью) добываемых полезных ископаемых и минерального сырья непосредственно на кустах месторождений – системы измерений количества и параметров нефти сырой.

Одним из основных, на сегодняшний момент, методов измерений количества сырой нефти, пластовой воды и попутного нефтяного газа является сепарационный метод. Большое количество недостатков данного метода обуславливают высокую погрешность измерения количества нефтегазоводосодержащей жидкости в условиях Усинского месторождения, где особенностью является фактор высоковязкой нефти (пермокорбоновая залежь). За весь период разработки, применялись различные методы измерения, но в связи с высокой вязкостью нефти оборудование давало очень большую погрешность и выходило из строя. К применяемым технологиям появился ряд национальных стандартов, устанавливающих метрологические и технические требования (ГОСТ Р 8.615-2005, приказ №179). Практические требования подразумевали бесконтактный и бессепарационный метод измерения. Проведенный анализ измерительных установок (далее – ИУ), подтвердил, что на сегодняшний день одним из методов, соответствующих таким требования, является радиоизотопный принцип измерения. На базе данного принципа измерения была разработана полностью отечественная технология ИУ "Нефетемер"[3] (см. Рис.1).

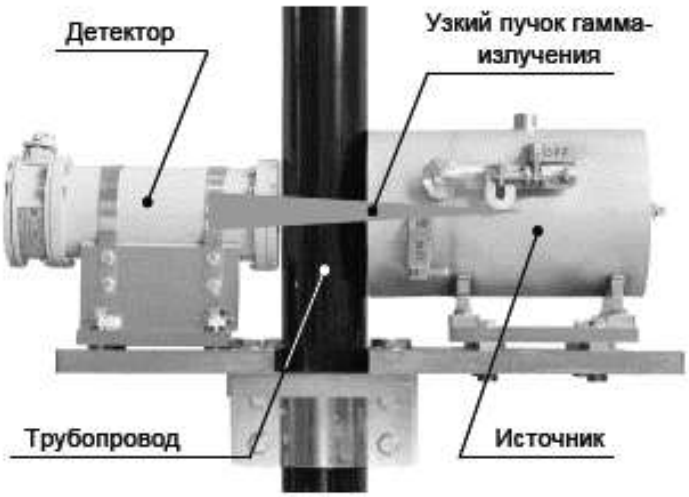


Рис. 1 Одноканальный «Нефтемер» накладного исполнения

Данная ИУ производит измерение продукции всех подключенных к ней скважин по трем компонентам постоянно во времени. Принцип действия установки основан на регистрации интенсивности гамма-излучения радиоизотопа Цезий-137, прошедшего через контролируемую среду. Скорости течения жидкости и газа в многофазном потоке измеряются меточным способом. В качестве естественных меток потока используются пузыри свободного газа, находящиеся в жидкости и вызывающие флуктуации плотности контролируемой среды. Плотность газожидкостного потока и её флуктуации измеряются радиоизотопным методом с использованием эффектов комптоновского рассеяния и фотоэлектрического поглощения гамма-излучения материалом стенок трубопровода и веществами, образующими сырую нефть.

В результате использования радиоизотопного метода измерения и оригинальных алгоритмов обработки сигналов ИУ «Нефтемер» обладает следующими основными достоинствами:

- Отсутствие контакта элементов измерительного оборудования с контролируемой средой;

- Бесконтактный и бессепарационный метод измерения;
- Осуществление непрерывного постоянного замера по всем скважинам;
- Возможность измерения дебита скважины с аномально-вязкой нефтью.

Преимущества ИУ «Нефтемер» понятны, но за время работы с данными ИУ так же были выделены основные недостатки связанные с эксплуатацией ИУ и ее метрологическими характеристиками. Эксплуатационным недостатком ИУ «Нефтемер» является то, что данная установка радиоизотопный прибором с цезиевым источником, относящимся к 4 категории и 3 группе по потенциальной радиационной опасности, что требует ведение большого объема необходимой разрешительной документации и мероприятий по обеспечению радиационной безопасности. К недостаткам метрологического характера я отношу высокую погрешность ИУ при измерениях скважин с обводненностью свыше 90%. Приведенные недостатки вызывают затруднения для дальнейшей работы с ИУ «Нефтемер». Чтобы по приведенным выше причинам не терять комплекс, состоящий из измерительных установок и их метрологического обеспечения, было проведено исследование, которое позволило решить две основные проблемы ИУ «Нефтемер».

Было выдвинуто предложение нивелировать негативные последствия радиационных источников переходя на источник много меньшей радиоактивности и меньшей энергии, а именно «Барий-133». Источник гамма-излучения: Барий-133 относится к 5 категории и 1 группе по потенциально радиационной опасности, что существенно снижает объем необходимой разрешительной документации, мероприятий по обеспечению радиационной безопасности и радиационного контроля, отчетности перед органами Роспотребнадзора и Ростехнодзора.

Для обеспечения перехода в указанную категорию было произведено моделирование энергетических спектров и уровня сигнала в различных энергетических окнах от источника излучения Ba-133 с интересующей нас энергию для труб из различных материалов (сталь, полиэтилен, стеклопластик), заполненных разными средами (вода, нефть, газ) в различных сочетаниях (например: 10% воды, 30% газа, 60% нефти). Моделирование производилось в программном обеспечение Geant4[4]. Полученный результат моделирования для стеклопластиковой трубы приведен на рис 3.

По результатам проведенного моделирования мы увидели, что в сравнении с энергетическим спектром от источника излучения Цезий-137(см. Рис.2) в энергетическом спектре Ba-133(см. Рис.3) лучше видны пики нужных нам энергий. Таким образом мы можем более уверенно выделить полезный для нас сигнал, а кроме того, пластиковая труба не будет поглощать полезные (информативные) для нас фотоны с энергией 80 кэв, как поглощала бы стальная.

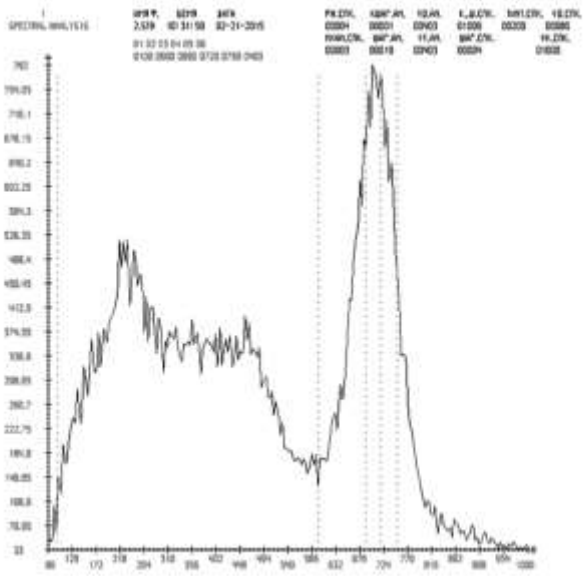


Рис. 2 Энергетический спектр, после излучения гамма-квантов Цезия 137

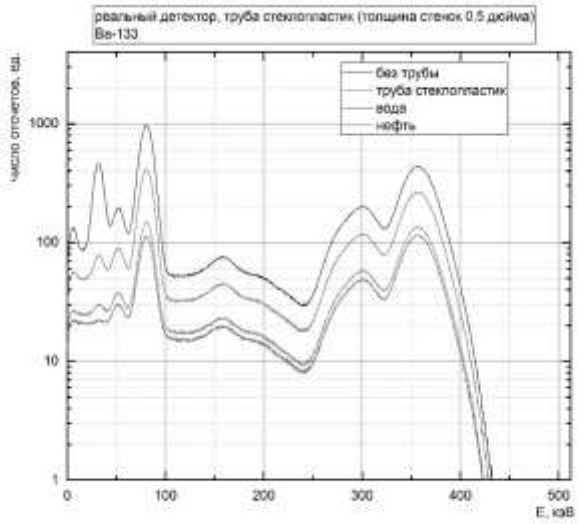


Рис. 3 Моделирование энергетического спектра и уровня сигнала от источника излучения Ba-133 с активностью $0{,}4*10^9$ Бк для стеклопластиковой трубы

Так же возвращаясь к вопросу высокой погрешности при обводненности выше 90%, можно утверждать, что для определения обводненности нам необходимо иметь два сигнала измерительной информации «мягкий» (низкая энергия) и «жесткий» (высокая энергия) энергетические каналы. Цезий 137(см. Рис.1) излучает гамма-кванты с энергией 660 кэв. Но часть квантов рассеивается стенками трубопровода и потоком сырой нефти в трубопроводе и теряет часть своей энергии (сталкиваются с ядрами атомов среды, через которую проходят, отдают им часть своей энергии и меняют направление своего движения). Поскольку кванты могут рассеиваться под самыми разными углами и при этом рассеиваться несколько раз часть из них попадает в блок детектирования и мы можем наблюдать следующий энергетический спектр на рис. 2.

Справа на рис. 2 мы видим прямое (жесткое) излучение в виде острого пика, а слева рассеянное (мягкое) в виде пика более «размазанного». Таким образом два сигнала измерительной информации мы получаем, но есть две проблемы. Первое мы должны выделять и отсеивать часть бесполезных для нас квантов, рассеянных в самом

сцинтилляторе блока детектирования и на задней стенке трубопровода. Второе на задней стенке трубопровода поглощается часть полезных для нас квантов с мягкой энергией. Ba-133 излучает гамма-кванты с несколькими энергиями (пики на спектре). Как видно на рис. №3 спектр выглядит по-другому – здесь тоже присутствует рассеянное излучение, но здесь в мягкой части спектра хорошо видны пики характерных энергий. Нас больше всего интересуют два энергетических уровня 356 и 80 кэв (самые четкие пики на спектре). Таким образом мы можем более уверенно выделить полезный для нас сигнал, а кроме того, пластиковая труба не будет поглощать полезные (информативные) для нас фотоны с энергией 80 кэв, как поглощала бы стальная.

Результаты моделирования процесса излучения среды радионуклидом Барий-133 позволяют уверенно утверждать, что полезный сигнал на энергетическом спектре будет более четким, чем при использовании Цезия- 137. Данный факт позволит уменьшить показания погрешности измерения массы нефти при большой обводненности скважин (свыше 90%).

Для обеспечения перехода в указанную категорию необходимы следующие доработки ИУ «Нефтемер»:

- Источник излучения Cs-137 заменяется на Ba-133 соответствующей активности;
- Материал защиты блока источника заменяется со свинца на вольфрам;
- Проводится ряд конструктивных доработок средств защиты источника, исключающих свободный доступ персонала к источнику излучения;
- Материал измерительного участка трубопровода ИУ заменяется со стали на стеклопластик.

Данные доработки решат проблему эксплуатационного характера при использовании ИУ «Нефтемер», что в свою очередь позволит с большей точность производить измерения количества нефти не взирая на плотность.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Кремлевский П.П.* Расходомеры и счетчики количества: Справочник. – 4-е изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1989. – 701 с.: ил.

2. *Бобровников Г.Н., Новожилов Б.М., Сарафанов В.Г.* Бесконтактные расходомеры. – М.: Машиностроение, 1985.-128с.

3. Нефтемер. URL: http://neftemer.ru/assets/расходомеры-нефтемер--технические-характеристики.pdf Дата обращения: 25.01.2019. Формат доступа: свободный.

4. GEANT4 URL: http://geant4- userdoc.web.cern.ch/geant4- userdoc/UsersGuides/IntroductionToGeant4/fo/IntroductionToGeant4.pdf Дата обращения: 25.01.2020. Формат доступа: свободный.

5. *Солопченко Г.Н.* Теория вероятностей и математическая статистика. Издание третье переработанное и дополненное: учеб. пособие/ Г.Н. Солопченко. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2015.-214с

6. *Дорохин В.П.* Состояние и перспективы добычи тяжелых и битуминозных нефтей в мире/ В.П. Дорохин, А.О. Палий //1Нефтепромысловое дело, 2004 - №5 стр. 47-49

Исследование особенностей работы винтового забойного двигателя при вращении бурильной колонной

(Research the peculiarities of work of the power downhole motor while rotating the drilling string)

Аль Тии Мостафа Н.А.А.
Аспирант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: д.т.н., профессор Симонянц С.Л.

АННОТАЦИЯ

В работе рассмотрены и проанализированы различные факторы, которые влияютна работу винтового забойного двигателя (ВЗД) при вращении бурильной колонны (БК). Показано, что тормозной режим работы ВЗД является особенно опасным при вращении бурильной колонны. Также выполнен расчет рабочей частоты вращения ВЗД. Получена формула для определения частоты вращения ВЗД и долота с учетом вращения БК.

ABSTRACT

This article showing the operation modes of the power down hole motor (PDM) during the rotation of the drilling pipe (DP). It is also showing that the braking mode of the PDM is especially dangerous while the rotation of the DP. A formula has been obtained for determining the frequencies of the rotational speed of thePDM and the bit, taking into account the rotation of the DP.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Бурение скважин, винтовой забойный двигатель, бурильная колонна, буровое долото, верхний силовой привод.

KEYWORDS

Well drilling, Power downhole motor, drilling string, drilling bit, top drive.

В настоящее время одной из главных задач является минимизация неперерывних остановок процесса бурения скважин а также ускорение данного процесса. Для достижения этих задач необходимо совершенствовать технологии строительства скважин максимально. При бурении нефтегазовых скважин с помощью (ВЗД) часто возникает необходимость во вращении (БК), Это обеспечивает ряд технологических преимуществ:

- уменьшаются силы трения при продвижении БК в стволе наклонной скважины;
- увеличивается механическая скорость проходки за счет роста частоты вращения долота;
- обеспечивается лучшая очистка ствола наклонной скважины от выбуренной породы;
- снижается риск возникновения дифференциального прихвата БК.

Однако, существуют и отрицательные последствия, связанные с увеличением знакопеременной нагрузки на компоненты винтового забойного двигателя, ростом темпа износавинтовой пары и радиальных опор шпинделя, нагревом корпуса ВЗД из-за трения о стенку скважины[1].

Наибольшие проблемы возникают при увеличении осевой нагрузки сверх допустимой величины или при значительном повышении моментоёмкости долота-породы, вследствие чего момент сопротивления на долотедостигает значений тормозного момента ВЗД. Вращение вала винтового двигателя при этом прекращается,

а т.н. дифференциальный перепад давления на ВЗДрезко возрастает. Для того, чтобы предотвратить возможный гидравлический удар в циркуляционной системе, над забойным двигателем устанавливают предохранительный переливной клапан, стравливающий поток промывочной жидкости в затрубное пространство.

Исследование особенностей работы винтового забойного двигателя при вращении бурильной колонны представляет большой научный и практический интерес. Особенно важно изучить работу ВЗД в тормозном режиме, т.к. его перегрузка может вызвать возникновение аварийной ситуации при бурении скважины.

Применение ВЗД с одновременным вращением бурильных труб позволяет форсировать частоту вращения долота без дополнительного нагружения бурильной колонны. При этом частота вращения долота становится равной сумме частот вращения БК с помощью верхнего силового привода (ВСП) или ротораи винтового забойного двигателя:

$$n_{\text{д}} = n + n_{\text{бк}} \ , \qquad (1)$$

где $n_д$ – частота вращения долота;
n – частота вращения вала ВЗД;
$n_{бк}$ – частота вращения БК с помощью ротора или ВСП.

Данное утверждение представляется справедливым для холостого режима работывинтового забойного двигателя, когда долото не касается забоя скважины и к нему не приложена осевая сила реакции забоя, т.е. когда крутящий моментна долоте равен нулю (трение долота о стенку скважины не учитываем). Рассмотрим, что происходит с вращением долота при увеличении осевой нагрузки и росте крутящего момента.

Если бурильная колонна не вращается ($n_{\text{бк}} = 0$), то при увеличении крутящего момента Mчастота вращения винтового двигателяnснижается. При $M=M_m$, т.е. при заторможенном вале ВЗД, частота вращения долота $n_д=0$. В зависимости от величины момента на долоте, частота вращения ВЗД может быть определена по формуле [1, 3, 5]:

$$n = n_{\text{х}}[1 - \left(\frac{M}{M_{\text{т}}}\right)^{\alpha}], \qquad (2)$$

где n – частота вращения ВЗД и долота;
n_x– частота вращения ВЗД на холостом режиме;
M – крутящий момент ВЗД, равныймоменту на долоте;
M_m – тормозной момент ВЗД;
α – показатель степени, характеризующий нелинейность зависимости $n(M)$, для новых (неизношенных пар) ВЗД можно принимать α = 3 [1,3].

При вращении бурильной колонны ($n_{\text{бк}} > 0$), корпус ВЗД, также, как и его вал, вращается по часовой стрелке. Еслизначение nиз формулы (2) подставить в выражение (1), то получим:

$$n_{\text{д}} = n_{\text{х}}\left[1 - \left(\frac{M}{M_{\text{т}}}\right)^{\alpha}\right] + n_{\text{бк}}. \qquad (3)$$

Из уравнения (3) следует, что при увеличении крутящего момента Mчастота вращения долота $n_д$снижается, однакопри заторможенном вале, т.е. при $M=M_m$, долотодолжно продолжать вращаться с частотой $n_{бк}$– (рисунок №1). Такое положение трудно представить, т.к. между валом (ротором) и корпусом (статором) винтового двигателя отсутствует жёсткая связь, а крутящий момент ВЗД генерируется в результате действия гидравлических сил, возникающих от перепада давления в камерах рабочей пары. Кроме того, если вал ВЗД заторможен приложенным к долоту крутящим

моментом, то вращение корпуса ВЗД не должно увеличить тормозной момент двигателя. Однако, из формулы (3) также следует, что при вращении БК величина тормозного момента ВЗД должна увеличиться до значения $M_{тбк}$, которое можно определить по формуле:

$$M_{\text{тбк}} = M_{\text{т}} \sqrt[\alpha]{\frac{n_{\text{х}}+n_{\text{бк}}}{n_{\text{х}}}} \quad . \tag{4}$$

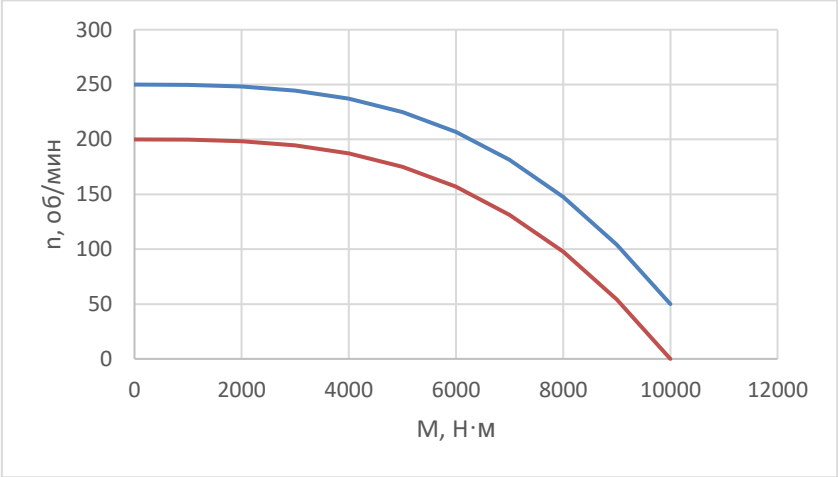


Рисунок 1- Графики зависимостиn=n(M), рассчитанной по формуле (3)

Согласно [1] тормозной момент ВЗД зависит от рабочего объема винтовой пары, перепада давления и гидромеханического КПД. Эти параметры не меняются от того, вращается или не вращается корпус винтового забойного двигателя. Поэтому очевидно правильнее предположить, что если момент на долоте становится равным тормозному моменту винтового двигателя, то долото на забое не должно вращаться, несмотря на продолжающееся вращение бурильной колонны и корпуса ВЗД. В этой связи представляется более адекватным другое уравнение, описывающее процесс работы ВЗД при одновременном вращении БК:

$$n = (n_{\text{х}} + n_{\text{бк}})[1 - \left(\frac{M}{M_{\text{т}}}\right)^{\alpha}] \, . \tag{5}$$

Анализ формулы (5) показывает, что результирующая частота вращения долота снижается при торможении ВЗД, несмотря на вращение его корпуса от бурильной колонны, а при $M=M_m$, частота вращения nстановится равной 0. Это соответствует графику на рис. 2.

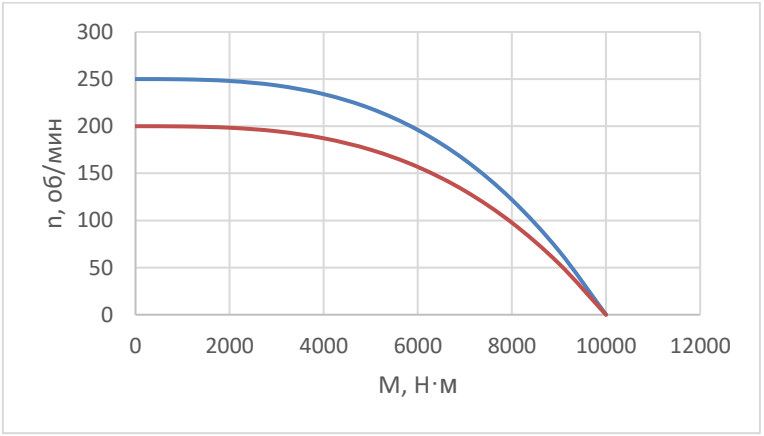


Рисунок 2-Графики зависимости n=n(M), рассчитанной по формуле (5)

Дляобъективного и полного решения вопроса о применимостиаппроксимирующих выражений (3) или (5), необходимо проведение специальных экспериментально-исследовательских работ с записью соответствующих параметров в условиях бурения глубокой скважины. Однако, учитывая «жёсткость» зависимости $n=n(M)$ винтового забойного двигателя (в отличие от турбобура), при решении практических задач можно воспользоваться упрощённым подходом. Так как для обеспечения устойчивой работы ВЗД в скважине рекомендуется эксплуатировать его при нагрузках, равных или не превышающих половину нагрузки, соответствующей режимумаксимальной мощности забойного двигателя [2, 4, 5],то можно утверждать, что разница в величинах частот вращения в указанном диапазоне, рассчитанных по формулам (3) и (5) будет весьма незначительной. Для примера, используя исходные данные, по которым построены графики на Рисуноке 1,2, рассчитаем частоту вращения долота и ВЗД при крутящем моменте, равном половине экстремального значения $0{,}5M_э$ (где $M_э$ – экстремальное значение крутящего момента, соответствующеемаксимальной мощности ВЗД). Величину $M_э$ определим по формуле [6]:

$$M_э \approx \frac{M_т}{1{,}6} \ . \qquad (6)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 1. Видно, что разница в значениях частоты вращения долота на рабочем режиме ВЗД (при $0{,}5M_э$) не превышает 1%.

Таблица 1- Результаты расчета рабочей частоты вращения ВЗД.

Параметры	Обозначение	По формуле (3)	По формуле (5)
Тормозной момент ВЗД, Н·м	$M_т$	10000	10000
Момент при максимальной мощности ВЗД, Н·м	$M_э$	6250	6250
Холостая частота вращения ВЗД, об/мин	$n_х$	200	200
Частота вращения БК, об/мин	$n_{бк}$	50	50
Частота вращения долота при $0{,}5M_э$, об/мин	n	243,9	242,4

Таким образом, оба уравнения могут использоваться для определения рабочей частоты вращения долота с ВЗДпри вращении БК,хотя нам представляется более правильным второе.

При вращении бурильной колонны с ВЗД мощность, срабатываемая на долоте, возрастает пропорционально увеличению частоты вращения долота, что должно повысить механическую скорость проходки. Механическая мощность может быть определена по известной формуле:

$$N=2\pi M n, \qquad (7)$$

где N– механическая мощность;
M – крутящий момент ВЗД, равный моменту на долоте;
n – частота вращения, определяемая по формуле (5).

Если решить уравнение (7) относительно M и исследовать его на экстремум, то получим формулу для определения крутящего момента$M_э$, соответствующего режиму максимальной мощности ВЗД:

$$M_э = M_т \sqrt[\alpha]{\frac{1}{1+\alpha}}. \qquad (8)$$

Выражение (8) показывает, что экстремальныйкрутящий момент$M_э$, соответствующиймаксимальной мощности ВЗД, зависит от тормозного момента $M_т$, а также от степени нелинейности зависимости $n(M)$, которые остаются неизменными при

вращении БК. Из этого следует, что режим максимальной мощности ВЗД не смещается относительно тормозного режима в результате вращения БК. Поэтому допустимая осевая нагрузка на долото, определяющая форсированный режим эксплуатации винтового забойного двигателя, не должна увеличиваться в связи с вращением бурильной колонны, т.к. для обеспечения устойчивости работы ВЗД необходимо, чтобы его крутящий момент не превышал половину экстремальногозначения [2, 4, 5]. Другими словами, рост механической мощности, срабатываемой на долоте, обеспечивается за счет увеличения частоты вращения, но не крутящего момента.

Важным параметром винтового забойного двигателя является перепад давления, который существенно зависит от режима его работы. Известно, что общий перепад давления на ВЗД представляет собой сумму перепада давления на холостом режиме P_x и дифференциального перепада давления $P_{диф}$, который зависит от крутящего момента ВЗД и может быть определён по формуле [5]:

$$P_{\text{диф}} = M\frac{P_{\text{диф э}}}{M_{\text{э}}}, \quad (9)$$

где $P_{диф}$– дифференциальный перепад давления на ВЗД;

M– крутящий момент ВЗД;

$M_э$ –крутящий момент при максимальной мощности;

$P_{диф\ э}$ – дифференциальный перепад давления при максимальной мощности.

Составляющие общего перепада давления на ВЗД также не зависят от вращения или не вращения его корпуса и поэтому не должны изменяться. Однако, при переходе двигателя в тормозной режим ротор винтовой пары останавливается, а статор продолжает вращаться по часовой стрелке.Это аналогично тому, что винтовая пара начинает работать в «насосном режиме». Такое положение приведёт к неопределённости в работе винтового забойного двигателя, значительному росту дифференциального перепада давления и, возможно, станет причиной возникновения аварийной ситуации на скважине.

Выше было рассмотрено влияние вращения бурильной колонны на работут.н. «прямого» винтового забойного двигателя, не оснащённого узлом искривления. Однако это в полной мере относится и к использованию ВЗД-отклонителей, которые широко применяются при бурении наклонно-направленных скважин, в т.ч.с помощью технологии «вращения-слайдирования» [5]. Использование забойного двигателя с искривленным корпусом может оказаться ещё болеерискованным, особенно при установке на ВЗД больших углов перекоса и на участках чрезмерного искривления ствола скважины. В каталогах компаний-производителей ВЗД приводятся специальные таблицы с техническими характеристиками винтового забойного двигателя и предельными величинами интенсивности набора кривизны, рассчитанными на основе угла перекоса, диаметра ствола скважины и установленных опорно-центрирующих устройств. Когда режим эксплуатации забойного двигателя близок к этим предельным величинам, частоту вращения бурильной колонны и осевую нагрузку на долото необходимо соответствующим образом ограничивать для сведения к минимуму негативных последствий от перегрузки ВЗД.

Выводы

- показано, что вращениебурильной колонны при работе винтового забойного двигателя с долотом является полезной операцией, обеспечивающей технологические преимущества в процессе бурения скважины, однако при её выполнениичрезвычайно важноне допускать перегрузок забойного двигателя;

- показано, что переход винтового забойного двигателя втормозной режим при одновременном вращении бурильной колонны является особенно опасным, способным вызвать нежелательные последствия;
- получена формула (5), которую можно использовать для определения частоты вращения долота с винтовым забойным двигателем при вращении бурильной колонны.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Балденко Д.Ф.* Одновинтовые гидравлические машины / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых, в 2 т. М.: ООО «ИРЦ Газпром». 2007. т. 2. Винтовые забойные двигатели. 470 с.
2. Каталог продукции и услуг «ВНИИБТ Буровой инструмент». 2019.54 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.vniibt-bi.ru/upload/iblock/957/9570536beab0e0e1f18b4a5f0ee761ef.pdf
3. *Леонов Е.Г.* Совершенствование технологического процесса углубления скважины: Учебное пособие / Е.Г. Леонов, С.Л. Симонянц. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2014. 184 с.
4. *Молодило В.И.* Возможные причины самопроизвольного отворота резьбовых соединений в винтовом забойном двигателе при бурении / В.И. Молодило, С.Н. Коротаев // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2014. № 2. С. 18-20.
5. *Симонянц С.Л.* Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями. Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2018. 208 с.
6. *Симонянц С.Л.* Определение рабочих параметров винтового забойного двигателя / С.Л. Симонянц, М. Аль Тии, А.В. Гуринович // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 11. С. 5-7.DOI: 10.30713/0130-3872-2018-11-5-7.
7. *Симонянц С.Л.* Стимулирование процесса бурения верхним силовым приводом с использованием винтового забойного двигателя / С.Л. Симонянц, М. Аль Тии // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 438-442.DOI: 10.31897/PMI.2019.4.354.

Особенности международно-правового регулирования транзита газа
(International legal regulation considerations of energy transit)

Артанова Марина Владимировна
Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина
Научный руководитель: старший преподаватель Муштакова Е.С.

АННОТАЦИЯ

В статье исследуется международный транзит российского газа. Анализируются основные международно-правовые документы в области транзита энергоносителей. Отдельно рассматривается вопрос соотношения права ЕС и положений Договора к Энергетической Хартии. Отмечаются основные проблемы реализации российских проектов, предлагаются пути их решения. Автором исследуются материалы дела НАК «Нафтогаз Украины» против ПАО «Газпром» (решение от 28.02.2018 г.). Проведенный анализ существующих механизмов разрешения транзитных споров позволяет выявить основные достоинства и недостатки арбитражной процедуры и процедуры с участием мирового посредника.

ABSTRACT

Author researches international transit of Russian gas. The provisions of international treaties regulating energy transit are analyzed. A problem of the EU law and the Energy Chapter Treaty correlation is considered particularly. The main difficulties for Russian projects implementation are noted, the relevant ways to solve it are suggested. The author considers NJSC Naftogaz of Ukraine v. PJSC Gazprom case (decision of February 28, 2018). Provided analysis of the existing mechanisms for resolving transit disputes reveals advantages and disadvantages of the arbitration procedure and the conciliator procedure.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Транзит, энергоносители, газ, арбитраж, мировой посредник, северный поток, Третий энергопакет, Договор к Энергетической Хартии, Генеральное соглашение о тарифах и торговле.

KEYWORDS

Transit, energy, gas, arbitration, conciliator, nord stream, third energy package, energy Charter Treaty, General Agreement on Tariffs and Trade.

Сегодня Россия является лидером в области экспорта газа[1]. Основным способом передачи газового топлива является магистральный трубопроводный транспорт. Управление магистральным газопроводом осуществляется на трех уровнях: национальное, европейское и международное право. Основным потребителем российского газа являются страны ЕС. Однако в современных геополитических условиях остро стоит вопрос отношений России и ЕС в энергетической сфере. Ограниченный доступ к природным ресурсам порождает интерес стран ЕС к России как крупнейшему поставщику углеводородных носителей. В связи с этим возрастает необходимость международного энергетического сотрудничества. Энергетическая безопасность и экологичность в то же время являются неотъемлемыми составляющими национальной безопасности государств-членов ЕС. В свою очередь, для России транзит газа представляет неотъемлемую часть национальной безопасности страны. Именно поэтому

[1] Статистический сборник «ТЭК России – 2018» // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. URL: http://ac.gov.ru/files/publication/a/22922.pdf (дата обращения: 03.11.2019).

сегодня остро стоит вопрос свободы транзита газа и международно-правовые условия его осуществления.

В соответствии со ст. 23 Устава Лиги Наций был предусмотрена «свобода коммуникаций и транзита», однако ни в одном из последующих многосторонних международных договоров не содержится обязательства государства предоставлять право транзита через свою территорию иностранному государству. Предусматривалась лишь равная возможность транзита. Тем не менее, для реализации иностранным государством права транзита необходимо «согласие государства, на территории которого эти земли расположены»[2].

Барселонская конвенция о свободе транзита 1921 г. и Женевская конвенция о транзитной передаче электрической энергии 1923 г. не содержали положений, отражающих специфику транзита энергоносителей. Сегодня основополагающими международно-правыми нормативными актами, регулирующими правоотношения, возникающие в процессе транснациональной транспортировки углеводородов, являются Генеральное соглашение по тарифам и торговле 1947 г. (далее – ГАТТ/ВТО) и Договор к Энергетической Хартии 1994 г. (далее – ДЭХ).Необходимо отметить специальные нормы международного права, касающиеся транзита энергоресурсов по морской части территории государств, например, Конвенция ООН по морскому праву 1982 года (в частности, ст. 58, 79, 87, 112). Несмотря на положения, содержащие принцип свободы прокладки подводных трубопроводов и запрет на воспрепятствование прокладке и поддержанию в рабочем состоянии подводных магистралей, Конвенция ООН по морскому праву содержит положения, направленные на защиту суверенитета прибрежного государства. Такими положениями руководствовалась Дания при выдаче разрешения с определенными условиями на строительство «Северного потока-2» в своей исключительной экономической зоне. Такими условиями, в частности, являются: использование только таких судов, которые способны к динамическому позиционированию и запрет работы на июль-август.

Пункт 1 ст. V ГАТТ-47 дает понятие транзитных перевозок, однако распространяется ли действие ст. V ГАТТ-47 на трубопроводы? Пункт 2 статьи V также содержит формулировку «другие транспортные средства», к которым можно отнести трансграничные трубопроводы. Ст. 11 Сводного текста для переговоров[3] указывает, что «товары включают в себя двигающееся [с помощью фиксированной инфраструктуры, inter alia трубопроводов и электросетей]». Также стоит отметить дело SIOT v. Ministero delle Finanze, в котором Европейский Суд признал применимость статьи V ГАТТ к трубопроводным транзитным поставкам нефти и газа. С учетом ст. 31 Венской конвенции о праве международных договоров 1969 г. также допускается распространять ст. V не только на энергоноситель, но и на инфраструктуру.

Ст. V обязывает государств-членов ВТО способствовать транзиту, а не разрешать его, отмечая при этом обязанность устанавливать свободу транзита «через территорию каждой договаривающейся стороны по маршрутам, наиболее удобным для международного транзита, для транзитных перевозок на территории или из территорий других договаривающихся сторон». (п. 2 ст. V ГАТТ).

Согласно Отчету Группы по урегулированию споров в ВТО 2009 г.[4], государство-член обязано гарантировать перевозку только на «маршрутах», которые «наиболее

[2] Дудыкина И. П. Земля как объект международных договоров о правах государства на иностранной территории. М. 2008. С. 8.
[3] WTO Secretariat, Negotiating Group on Trade Facilitation – Draft Consolidated Negotiating Text, 21 April 2011, TN/TF/W/165/Rev.8.
[4] Report of the Drafting Committee of the Preparatory Committee of the United Nations Conference on Trade and Employment, Нью-Йорк 1947 г.https://www.wto.org/gatt_docs/English/SULPDF/92290038.pdf

удобны» для транспортировки через его территорию[5]. Также указывается, что «удобство» связано с международным транзитом, а не с конкретной стороной, определяющей маршрут[6], т.е. соблюдается баланс интересов сторон.

Касательно понятия «маршрут», необходимо определиться, включает ли оно в себя необходимую инфраструктуру. Согласно ст. 31 Венской конвенции о праве международных договоров 1969 г. «договор должен толковаться добросовестно в соответствии с обычным значением, которое следует придать терминам договора в их контексте, а также в свете объекта и целей договора». Соответственно, понятие «маршрут» достаточно широко, чтобы включать доступ к инфраструктуре.

В то же время, не понятно, распространяется ли действие ст. V ГАТТ на трубопроводы. Пункт 1 статьи V ГАТТ также содержит формулировку «другие транспортные средства», к которым можно отнести трансграничные трубопроводы. Статья 11 Сводного текста для переговоров, разработанного в Дохе Переговорной группой по упрощению процедур торговли ВТО в 2011 г. указывает, что «товары, с учетом положений о свободе транзита ГАТТ 1994 и настоящего Соглашения, включают в себя двигающееся [с помощью фиксированной инфраструктуры, inter alia трубопроводов и электросетей]»[7]. Также стоит отметить дело SIOT v. Ministero delle Finanze, в котором Европейский Суд признал применимость статьи V ГАТТ к трубопроводным транзитным поставкам нефти и газа[8].

В свою очередь, ДЭХ является многосторонним юридически обязательным договором, обеспечивающим международное энергетическое сотрудничество (РФ не является участником ДЭХ). Некоторые положения ДЭХ до сих пор вызывают вопросы. В первую очередь, это вопрос предоставления транзитным мощностей и условия доступа к ним. Отдельно необходимо выделить проблему соотношения права ЕС и положений ДЭХ. Дискуссионными остаются положения, регламентирующие механизмы разрешения транзитных споров.

ДЭХ не предусматривает «открытого доступа» к трубопроводам Договаривающейся Стороны (пункт IV.l(b)(i) раздела IV «Понимания»). К транзитным системам применяются положения ст. 7 ДЭХ «Транзит», которая также не содержит явных обязательств для транзитной страны допускать поставщика к своим наличным мощностям Сооружений для Транспортировки Энергии (СТЭ)[9]. Из чего следует, что транзитная страна не обязана предоставлять свои мощности для транзита, однако сообщается о необходимости распространения недискриминационных условий в случае принятия такого решения (п. 1 ст. 7). Стоит упомянуть о возможности исключения из общего правила статьи 7 путем установления иных условий в международном соглашении (п. 3 ст. 7).

Также статьей 4 ДЭХ устанавливается приоритет положений ГАТТ над положениями ДЭХ. Статья V ГАТТ распространяет на транзитные системы «режим не менее благоприятный, чем режим, предоставленный транзитным перевозкам в любую третью страну или из нее», то есть не упоминается о применении условий национального режима к транзитным системам (в отличие от п. 3 статьи 7 ДЭХ). Соответственно, также

---

[5] Par. 7.401: «Reasonably, in the Panel's view, a Member is not required to guarantee transport on necessarily any or all routes in its territory, but only on the ones "most convenient" for transport through its territory».

[6] Ehring L. Selivanova Y. Energy Transit // Regulation of Energy in International Trade Law: WTO, NAFTA and Energy Charter. Ed. Y. Selivanova. 2011. P. 49; Valles C. Article V Freedom of Transit // WTO – Trade in Goods. Ed. R. Wolfrum, P. Stoll, H. Hestermeyer. 2011. P. 188.

[7] WTO Secretariat, Negotiating Group on Trade Facilitation – Draft Consolidated Negotiating Text, 21 April 2011, TN/TF/W/165/Rev.8.

[8] Reference for a preliminary ruling: Corte suprema di Cassazione - Italy. - Tax treatment of goods in transit - Effects of GATT in the framework of Community law. - Case 266/81.

[9] М.Белова, В.Фейгин. Транзитные положения Договора к Энергетической хартии (ДЭХ) и Транзитный Протокол в контексте темы энергобезопасности

существует возможность по отношению к транзиту применить тариф более высокий, чем к внутренней транспортировке.

Таким образом, даже если бы Россия приняла на себя обязательства по ДЭХ, это бы не означало, что она обязана предоставлять доступ к свей газотранспортной системе для третьих сторон (НАК «Нафтогаз Украины» требует предоставить доступ туркменским поставщикам. Сегодня же Россия покупает туркменский газ и перепродает его европейским потребителям).

Соотношение права ЕС и положений ДЭХ. Выделяются следующие основные этапы развития европейского права относительно вопроса транзита.

Первый энергетический пакет (Директива 98/30). Положения Директивы согласовывались с ДЭХ. Первый энергопакет позволял государствам-членам выбирать между доступом третьих сторон к системе газопроводов на основе переговоров (nTPA) или госрегулирования (rTPA).

Второй энергетический пакет (Директива 2003/55). Предусматривается полное юридическое разделение между газотранспортной и коммерческой функциями, хотя оператор газопровода и продавец газа могут все еще принадлежать одной компании. Исключается понятие «транзита», т.к. согласно европейской политики, не существует границ внутри европейского сообщества, а рынок представляет собой однородную, единую субстанцию. Таким образом возникло противоречие между aquis communautaire и ДЭХ. В 2005 году понятие «транзит» было полностью исключено из права ЕС. Соответственно, положения ДЭХ, касающиеся транзита не могут распространяться в 34 государствах, применяющих ДЭХ на постоянной основе.

Третий энергетический пакет (далее – ТЭП), включающий в себя Директиву 2009/72 об общих принципах внутреннего рынка газа и Регламент 715/2009 об условиях доступа к газотранспортной сети. ТЭП предусматривает полную дифференциацию вертикально интегрированных компаний – разделение контроля над добычей и транспортировкой (unbundling). Таким образом, исключается возможность совмещения функций оператора трубопровода и поставщика одним юридическим лицом, что порождает проблемы для российских компаний, в которых совмещены эти функции.

С 23 мая 2019 года положения Директивы 2009/72 распространяются на морские газопроводы из третьих стран в государства-члены ЕС. Таким образом, например, на газопровод «Северный поток — 2» должны распространяться положения ТЭП. Таким образом, максимальная загруженность трубопровода должна составлять не более 50% мощности в целях предоставления возможности другим поставщикам присоединиться к потоку. Однако под действие ТЭП попадает исключительно та часть трубопровода, которая расположена в 12-мильной зоне территориального моря Германии. В таких условиях не совсем понятно, какая возможна конкуренция в территориальном море Германии, на защиту которой направлено вышеизложенное положение ТЭП. В компетенции национального регулятора Германии было освободить газопроводы «Северный поток» и «Северный поток – 2» от действия ТЭП. 20 мая 2020 года решением Федерального сетевого агентства Германии газопровод «Северный поток» выведен из-под действия ТЭП ретроспективно с 12 декабря 2019 года на 20 лет. Однако подобное освобождение не коснулось строящегося «Северного потока – 2», поскольку его строительство не было завершено до 23 мая 2019 г.

Арбитражное урегулирование транзитного спора. Рассмотрим процедуру арбитражного урегулирования спора на примере дела НАК «Нафтогаз» против ПАО «Газпром». «Нафтогаз» подал иск в Стокгольмский суд 13 октября 2014 года. Решение вынесено 28 февраля 2018 года. Основанием для претензии «Нафтогаза» является законодательство ЕС.

Во-первых, необходимо понять, применяются ли ст. 101 и 102 Договора о функционировании ЕС (далее – ДФЕС)? Статьи 101 и 102 ДФЕС касаются злоупотребления доминирующим положением на внутреннем рынке. По мнению «Нафтогаза», ст. 101 и 102 ДФЕС применяются независимо от того, где находятся предприятия или где было заключено соглашение. Законодательство ЕС применимо, если соглашение или действие либо реализуются в ЕС, либо оказывают воздействие внутри ЕС. «Нафтогаз» считает, что Транзитный контракт[10] (далее – Контракт) оказывает непосредственное, существенное и предсказуемое влияние на торговые потоки внутри ЕС. Следовательно, к Контракту применяется законодательство ЕС о конкуренции. Однако Украина не является членом ЕС. Этот Контракт был заключен двумя частными сторонами, созданными за пределами ЕС. Существуют ограниченные исключения из этого фундаментального принципа территориальности: доктрина единого экономического субъекта, доктрина реализации и доктрина последствий. «Нафтогазом» не был доказан факт возможности применения ни одной из доктрин. Для обоснования применения законодательства ЕС о конкуренции в соответствии с доктриной последствий (когда злоупотребление было осуществлено за пределами ЕС между двумя сторонами, созданными за пределами ЕС), должны быть выполнены критерии немедленных, существенных и прогнозируемых последствий в ЕС. Единственное прямое влияние на конкуренцию, создаваемое Контрактом, будет иметь место на украинском рынке. Таким образом, статьи 101 и 102 ДФЕС не применяются в настоящем деле.

Во-вторых, применяются ли ст. 10 и 18 Договора об энергетическом сообществе 2005 г. (далее - ДЭС)? По мнению «Нафтогаза», ст. 10 и 18 ДЭС применяются к Контракту. Контракт регулируется шведским законодательством (ст. 12.1 Контракта). Являясь государством-членом ЕС, Швеция обязана применять законодательство ЕС. Украина присоединилась к ДЭС 1 февраля 2011 года и, как Договаривающаяся сторона, обязана применять acquis. ДЭС применим в рамках Контракта на территории Украины в соответствии со шведским законодательством, а также реализован в обязательном украинском законодательстве. Однако в соответствии со статьей 216 (2) ДФЕС, ДЭС является обязательным только для его государств-членов. Также ДЭС не имеет прямого действия в соответствии с законодательством ЕС. ДЭС только устанавливает рамки, в соответствии с которыми Договаривающиеся Стороны (включая Украину, но не ЕС) соглашаются отразить соответствующее энергетическое законодательство ЕС в своем собственном национальном законодательстве. ДЭС, включая ст. 10 и 18, не содержит каких-либо обязательств, взятых на себя ЕС, и поэтому для этой части ДЭС невозможно создать какие-либо соответствующие юридические права в соответствии с законодательством ЕС. Также Стороны выбрали материальные законы Швеции, которые не являются шведскими нормами коллизионного права. Это означает, что шведские нормы коллизионного права, включая Римские правила, на которые ссылается «Нафтогаз», не применяются. Трибунал должен применять шведское законодательство, и у него нет полномочий или права применять какие-либо другие законы.

Наконец, в-третьих, есть ли у Трибунала полномочия пересматривать ст. 8 Контракта? По мнению «Нафтогаза», ст. 13.2 Контракта предусматривает замену недействительных и неэффективных положений (в частности статья 8 Контракта считается «Нафтогазом» таковой). Однако в соответствии с разделом 1 (2) Закона об арбитраже Швеции 1999 года Трибунал не наделен полномочиями пересматривать Статью 8 Контракта в порядке, запрошенном «Нафтогазом» (украинская сторона требует полного пересмотра статьи 8 и предложения новой формулировки Трибуналом). Кроме

[10] Контракт от 19.01.2009 No ТКГУ об объемах и условиях транзита природного газа через территорию Украины в 2009-2019 годах

того, Трибунал не обладает юрисдикцией для рассмотрения претензий, основанных на «энергетическом праве», поскольку такие претензии не подлежат арбитражу и выходят за рамки «гражданско-правовых последствий конкурентного права в отношениях между сторонами» в соответствии с разделом 1(3) Закона об арбитраже Швеции 1999 года. Статья 13.2 Контракта не дает никаких полномочий третьей стороне, такой как Трибунал, навязывать пересмотренный договор сторонам. Любой пересмотр Договора потребует согласия обеих сторон в результате пересмотра. У Трибунала нет прямого права пересматривать Контракт. Кроме того, Нафтогаз утверждает, что положение, которое является «неэффективным» по украинскому законодательству, должно быть заменено, даже если украинское законодательство не применяется. Однако Статья 13.2 Контракта предполагает недействительность в соответствии с применимым правом, т.е. шведским законодательством.

Трибунал согласился с доводами «Газпрома», приведенными выше. Однако в вопросе о недопоставках Трибунал встал на сторону «Нафтогаза». Трибунал обязал «Газпром» выплатить «Нафтогазу» $4,63 млрд. компенсации за недопоставки транзитного газа. Тем не менее такое решение непонятно. Ранее в параллельном деле о поставках учли аргументы «Нафтогаза» о резком ухудшении состояния украинской экономики, что повлекло снижение спроса и неисполнение обязательств «Нафтогаза» по отбору газа[11]. В то же время, аргументы «Газпрома» о снижении закупок европейскими потребителями не были приняты во внимание. Аргумент «Нафтогаза» заключается в том, что транзитные объемы сократилась не из-за низкого спроса на газ в Европе, а в связи с запуском в эксплуатацию газопровода «Северный поток» в конце 2011 года. Однако конкурентные ограничения могут быть вызваны не только фактическими или потенциальными конкурентами, но и потребителями. Даже предприятие с большой долей рынка может не иметь возможности действовать в значительной степени независимо от клиентов с достаточной силой ведения переговоров. В любом случае, даже со строительством «Северного потока», Газпром не может отказаться от Украины в качестве транзитного маршрута в Европу в пользу других маршрутов. Газпром остается зависимым от транзита газа через Украину.

В контексте общих договорных отношений Сторон возник дисбаланс между обязательством «Нафтогаза» «бери или плати» по Договору поставки газа и обязательством «Газпрома» по минимальным объемам транзита по Транзитному договору, т.к. обязательство «бери или плати» на период с 2009 по 2017 год было отменено для «Нафтогаза».

Процедура примирения с участием мирового посредника. В случае, если спор не удается разрешить дружественно, и при этом соглашением о транзите не предусматривается арбитражное урегулирование (ст. 7.6 ДЭХ), для участников ДЭХ предусматривает процедуру примирения с участием мирового посредника (ст. 7.7 ДЭХ).

Подчеркивается, что в первую очередь сторонами для разрешения конфликта должны использоваться предварительно согласованные методы (например, арбитраж). Однако в таком случае может возникнуть резонный вопрос: можно ли считать процедуру мирового посредника своего рода апелляционной инстанцией? Согласно Регламенту ведения согласительного урегулирования транзитных споров, механизм согласительного примирения не может быть применим в случае, если транзитный спор уже разрешен с помощью окончательного и обязательного механизма разрешения споров, такого как суд или арбитраж.

Процедура мирового посредника имеет определенные преимущества. Она более мобильна и менее бюрократична, чем арбитражная процедура. Процедура мирового

[11] Обязательства возникли у НКА «Нафтогаз Украины» по Контракту №КП от 19 января 2009 г. купли-продажи природного газа в 2009-2019 годах

посредника обеспечивает непрерывность транзитного потока до разрешения спора. А значит, в таком случае экономики стран-экспортеров, транзитеров и потребителей несут меньшие потери. Непрерывность транзитного потока закреплена в п. 6 ст. 7 ДЭХ.

Необходимо отдельно подчеркнуть, что в рамках данной процедуры транзитный спор между двумя коммерческими акторами разрешается на межгосударственном уровне, поскольку для инициирования этой процедуры предприятия должны привлечь к спору правительства своих государств.

Однако подобная процедура в случае не полного разрешения спора, не определяет дальнейший порядок разрешения спора или может привести к установлению перманентного состояния неразрешенности спора. В то же время ДЭХ не предусматривает никакого механизма международно-правовой ответственности, механизма применения санкций к странам-участницами ДЭХ, нарушающих свои обязательства.

Факт передачи спора в руки одного человека порождает риск несправедливого назначения тарифов на период спора и необъективное разрешение спора. В то же время, существует вероятность использования секретной, коммерческой информации мировым посредником против одной из сторон при вынесении окончательного решения не без учета политических интересов. Данная процедура, таким образом, возводит мирового посредника в ранг высшей инстанции в отношении конкретного спора.

ВЫВОДЫ

В заключение, стоит отметить, что свобода транзита представляется возможной только в случае создания юридически согласованной и взаимоприемлемой системы ограничений этой свободы. При управлении магистральным трансграничным трубопроводом необходимо учитывать баланс между положениями универсальных международных договоров и правом территориального суверена ограничивать на своей территории какую-либо экономическую деятельность иностранного государства.

Необходимо подчеркнуть, что международно-правовыми нормативными актами не предусмотрено жесткого обязательства государства предоставлять свои мощности для транзита, однако необходимо распространить недискриминационные условия в случае предоставления своих мощностей для транзита.

Касательно распространения антимонопольного права ЕС, в частности положений Третьего энергопакета, на российские проекты, необходимо подчеркнуть невозможность распространения на российско-украинские проекты. Однако для проектов «Северный поток» и «Северный поток – 2» ситуация не настолько однозначна. Отказ регулятора Германии вывести газопровод «Северный поток – 2» из-под действия ТЭП возможно обжаловать в суде. Из возможных аргументов можно отметить тот факт, что оператор строительства Nord Stream 2 AG осуществил все необходимые инвестиции, а понятие «завершение строительства» может трактоваться не только в узком смысле – как физически завершенное строительство, но и в широком смысле – как экономически завершенная процедура инвестирования и получения необходимых согласований и разрешений. Относительно необходимости соблюдения требования unbundling, в любом случае, остается возможность создания формально независимого от ПАО «Газпром» оператора газотранспортной сети. Касательно неполного использования мощностей системы, выходом может быть очередной запрос на согласование мощностей меньшего объема (например, 90 или 80% вместо 100%).

В вопросе разрешения транзитных споров нельзя выделить единственный эффективный способ разрешения таких споров. С одной стороны, необходимо подчеркнуть неизбежность присутствия политической составляющей. С другой стороны, в случае арбитражного разрешения спора вынесение приговора занимает продолжительное время. Процедура разрешения спора с участием мирового посредника

включает в себя черты как посредничества, так и арбитражного разбирательства. Мировой посредник является посредником, но при этом является конечной инстанцией в разбирательстве. Безусловно процедура разрешения спора с участием мирового посредника уникальна в том смысле, что урегулирование транзитного спора осуществляется «наднациональным» образом. В то же время, данная процедура позволяет учитывать особенности международного транзита. Однако, в рамках арбитражной процедуры урегулирования транзитных споров можно надеяться на минимизацию политической составляющей, поскольку в этом случае существует определенная уверенность, что при вынесении решения арбитры будет руководствоваться преимущественно нормами права. Таким образом, ни одна из рассмотренных процедур не является совершенной на сегодняшний день. Поэтому очевидна необходимость совершенствования специальной процедуры урегулирования международных транзитных споров.

В деле НАК «Нафтогаз» против ПАО «Газпром» для ПАО «Газпром» было несколько альтернативных вариантов дальнейших действий, но 27 декабря 2019 года «Газпром» перевел «Нафтогазу» 2,9 млрд долл. в рамках заключения Транзитного контракта на 2020-2024. В целях свести политический интерес к минимуму в новом Транзитном контракте местом разрешения споров выбран Международный арбитражный суд Международной Торговой Международный арбитражный суд Международной Торговой Палаты (ICC) в Цюрихе.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Белова М., Фейгин В.* Транзитные положения Договора к Энергетической хартии (ДЭХ) и Транзитный Протокол в контексте темы энергобезопасности // Экономическое обозрение. — 2006. — № 4. — С. 14-18.
2. *Дудыкина И.П.* Земля как объект международных договоров о правах государства на иностранной территории. М. 2008. С. 8.
3. Ежеквартальный отчет Публичного акционерного общества «Газпром» за 3 квартал 2019 г. URL: https://www.gazprom.ru/f/posts/77/885487/gazprom-emitent-report-3q-2019.pdf (дата обращения: 03.11.2019)
4. *Исполинов А.С., Двенадцатова Т.И.* Создание единого энергетического рынка ЕС: тихая революция с громкими последствиями // Балт. рег.. 2013. №2. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/sozdanie-edinogo-energeticheskogo-rynka-es-tihaya-revolyutsiya-s-gromkimi-posledstviyami (дата обращения: 27.01.2020).
5. *Конопляник А.А*. «Четвертый энергопакет ЕС? К чему готовиться «Газпрому» в Европе». // «Нефтегазовая Вертикаль», 2018, №3, с. 26-36.
6. Конопляник А.А. Россия и Энергетическая хартия: долгий и извилистый путь навстречу друг другу. – «ЭКО: Всероссийский экономический журнал», декабрь 2010, № 12 (438), с. 114-132 (часть 1).
7. *Конопляник А.А.* Договор упущенных возможностей. Энергетическая хартия пока остается вне поля зрения России. // «Независимая газета», ежемесячное приложение «НГ-Энергия», 12.03.2019, с.12-13.
8. Статистический сборник «ТЭК России – 2018» // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. URL: http://ac.gov.ru/files/publication/a/22922.pdf (дата обращения: 03.11.2019).
9. Контракт № КП от 19 января 2009 года между ОАО "Газпром" и Национальной акционерной компанией "Нафтогаз Украины" купли-продажи природного газа в 2009 - 2019 годах. https://vz.ru/information/2009/1/22/249220.html (дата обращения: 03.11.2019)
10. Контракт №ТКГУ от 19.01.2009 между Национальной акционерной компанией «Нафтогаз Украины» и Открытым акционерным обществом «Газпром» об объемах и

условиях транзита природного газа через территорию Украины в 2009-2019 годах. https://vz.ru/information/2009/1/22/249220.html (дата обращения: 03.11.2019)
11. Протокол встречи представителей Европейского союза, Украины и Российской Федерации, а также компаний этих стран (ООО «оператор газотранспортной системы Украины», НАК «Нафтогаз Украины», ПАО «Газпром») от 20 декабря 2019 года/ URL: https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/17-prezentation-2019/12.2019/protokol.pdf (дата обращения: 03.11.2019)
12. Регламент ведения согласительного урегулирования транзитных споров (принят на Конференции по Энергетической Хартии 3 декабря 1998)
13. Решение от 16 марта 1983, Società Italiana per l'Oleodotto Transalpino (SIOT) против Ministero delle finanze, Ministero della marina mercantile, Circoncrizione doganale di Trieste et Ente autonomo del porto di Trieste, дело 266/81, Сборник судебных решений 1983, стр. 731. § 28
14. Соглашение о Всемирной Торговой Организации 1994 г. URL: http://www.wto.ru/ru/content/documents/docs (дата обращения: 03.11.2019)
15. Ehring L. Selivanova Y. Energy Transit // Regulation of Energy in International Trade Law: WTO, NAFTA and Energy Charter. Ed. Y. Selivanova. 2011. P. 49; Valles C. Article V Freedom of Transit // WTO – Trade in Goods. Ed. R. Wolfrum, P. Stoll, H. Hestermeyer. 2011. P. 188.
16. Commission Decision of 7 November 2006 establishing the composition of the Gas Coordination Group
17. Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply
18. Order of the President of the General Court in Cases T-849/16 R, T- 883/16 R and T-130/17 R PGNiG Supply & Trading GmbH, Poland, and Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. v Commission
19. Records and Texts. Convention Relating to the Transmission in Transit of Electric Power: Convention Relating to the Development of Hydraulic Power Affecting More Than One State // League of Nations. 1924.
20. WTO Secretariat, Negotiating Group on Trade Facilitation – Draft Consolidated Negotiating Text, 21 April 2011, TN/TF/W/165/Rev.8.

Оптимизация процедуры строительного контроля в целях повышения безопасности труда на объектах строительства магистральных газопроводов
(Optimization of the construction control procedure in order to improve occupational safety at the main gas pipeline construction facilities)

Артанова Марина Владимировна
Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина
Научный руководитель: к.т.н., доцент Иванова М.В.

АННОТАЦИЯ

В статье проводится анализ актов проверки объектов ГК СГМ на предмет контроля качества выполняемых строительно-монтажных работ за 2017-2019 гг. Исследуются обстоятельства произошедших несчастных случаев. Сопоставляются результаты проверок и причины, повлекшие реализацию опасностей. На основании анализа актов строительного контроля выявлено распределение категорий нарушений по частоте возникновения. Автором предлагается балльная шкала для определения тяжести потенциальных последствий. По результатам установленных параметров рассчитана итоговая балльная оценка. Данным параметром предлагается дополнить чек-листы аудиторов.

ABSTRACT

The analysis of the inspection acts of SGM Group of Companies facilities for quality control of construction and installation works is provided. The circumstances of the accidents are investigated. The results of inspections and the hazard release reasons are compared. Based on the analysis of acts of construction control, the illumination of categories of violations by frequency of occurrence is revealed. The author proposes a scale for determining the severity of potential consequences. Based on the results of the parameters, the final score is calculated. This parameter is proposed to add to the audit checklist.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Строительный контроль, трубопровод, охрана здоровья и безопасность труда, несчастный случай, система менеджмента.

KEYWORDS

Construction control, pipeline, occupational health and safety, accident, management system.

Трубопроводный транспорт углеводородов на сегодняшний день является неотъемлемой частью нефтегазового бизнеса как на национальном уровне, так и в рамках глобальной системы поставок энергоносителей. На этапе строительства объектов инфраструктуры трубопроводного транспорта в соответствии с международным стандартом ISO 9000:2015 проводится контроль качества строительно-монтажных работ (СМР). Согласно российскому градостроительному законодательству (часть 6 статьи 52 Градостроительного кодекса РФ [1]) на строительные организации также наложена обязанность проводить строительный контроль (СК). В соответствии с частью 2 статьи 53 ГрК РФ [1] строительный контроль проводится лицом, осуществляющим строительство.

Строительно-монтажные работы характеризуются комплексностью и разнообразностью как с точки зрения вида выполняемых работ, так и относительно применяемых инструментов. Поэтому деятельность по строительству объектов

нефтегазового комплекса сопряжена с высоким уровнем производственного травматизма. В ходе изучения причин несчастных случаев можно установить корреляцию между нарушениями, выявляемыми на уровне строительного контроля, и причинам, повлекшими за собой несчастные случаи на строительной площадке.

Сегодня проводится государственная политика, направленная на введение риск-ориентированного подхода в контрольно-надзорной деятельности [2]. В то же время, строительным компаниям также важно рационально планировать ресурсы на проведение внутреннего контроля [3]. Решением может стать введение риск-ориентированного подхода не только в рамках государственного контроля и надзора, но и при проведении СК на уровне компании.

В качестве объекта исследования выбрана Группа компаний СГМ, являющаяся ведущим холдингом России по строительству объектов нефтегазового комплекса. Головной организацией Группы компаний является ООО «СТРОЙГАЗМОНТАЖ». В компании разработана и внедрена система менеджмента качества в области строительства. К ней в том числе относится комплектация материально-техническими ресурсами объектов нефтяной и газовой промышленности, магистральных нефте- и газопроводов, промышленных объектов нефтегазового комплекса, включая разработку проектов и управление их реализацией, в соответствии с требованиями международных и национальных стандартов ISO 9001:2015, ГОСТ Р ИСО 9001–2015.

В рамках настоящей работы изучены акты строительного контроля магистральных газопроводов на уровне Заказчика, Генподрядчика и корпоративного контроля за 2017-2019 гг. Также проведен анализ предписаний Ростехнадзора, выданных в ходе проведения государственного строительного надзора на объектах ГК СГМ за исследуемый период.

На основании анализа актов строительного контроля можно выделить следующие основные категории нарушений, представленные в таблице 1.

Таблица 1. – Категории нарушений

Категория 1. Нарушение проектного положения верха трубопровода
Категория 2. Нарушение правил складирования МТР
Категория 3. Движение техники в местах, не предусмотренных ППР
Категория 4. Нарушение требований, устанавливающих взаимное расположение трубопровод-траншея
Категория 5. Проведение последующих этапов работ без освидетельствования предыдущих работ
Категория 6. Непредоставление исполнительной документации
Категория 7. Отсутствие входного контроля используемых материалов и оборудования

На первом этапе исследования проведен анализ зафиксированных нарушений при строительстве магистральных газопроводов. Всего за исследуемый период таких нарушений выявлено 505. Распределение категорий нарушений представлено на рисунке 1. Как видно из диаграммы наибольшая доля нарушений приходится на такие категории как: нарушение проектного положения верха трубопровода и нарушение требований, устанавливающих взаимное расположение трубопровод-траншея (откосы разработанной траншеи не соответствуют требованиям НТД или уложенный трубопровод не имеет плотного прилегания ко дну траншеи), а наименьшая – отсутствие входного контроля используемых материалов и оборудования и отсутствие освидетельствования предыдущих этапов работ.

Для выявления корреляции между СК Заказчика, Генподрядчика и корпоративным контролем данные переведены в проценты и нанесены на диаграмму

(рисунок 2). На диаграмму также нанесены результаты анализа предписаний Ростехнадзора, выданных в ходе проведения государственного строительного надзора на объектах ГК СГМ за исследуемый период. Исходя из приведенной диаграммы, очевидна корреляция между результатами СК Заказчика, Генподрядчика, результатами корпоративного контроля и предписаниями Ростехнадзора, что доказывает предлагаемую частоту выявления категорий нарушений в рамках оптимизации процедуры строительного контроля.



Рисунок 1 – Категории выявляемых нарушений

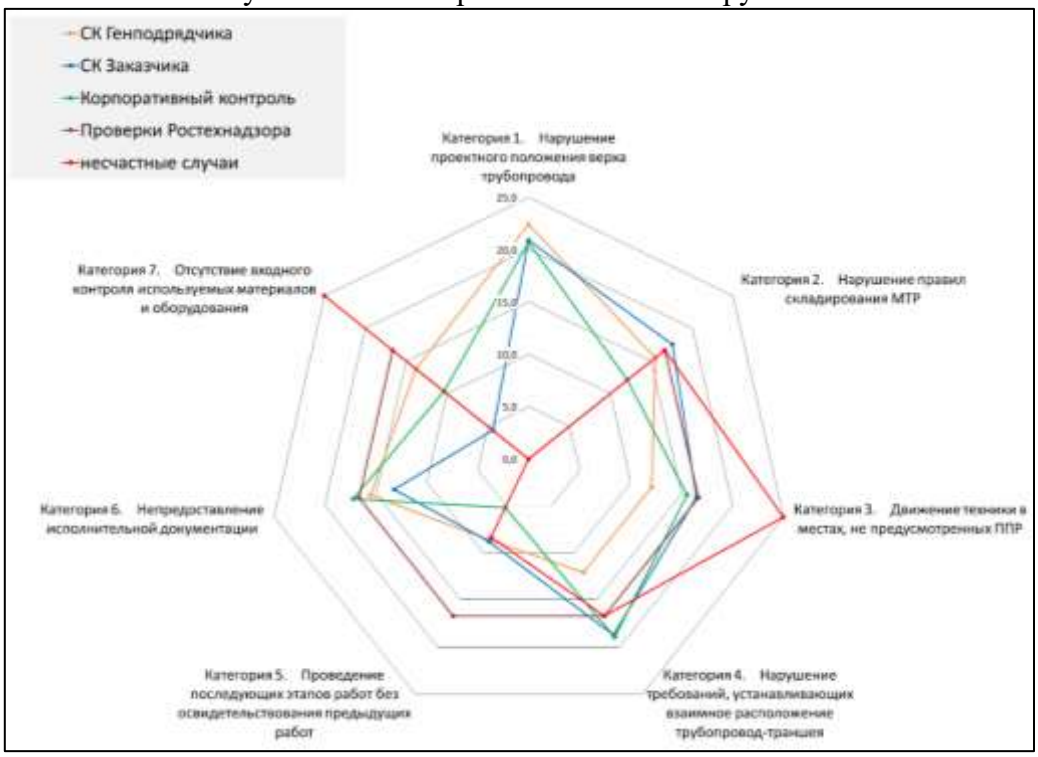


Рисунок 2 – Корреляция результатов СК

На втором этапе исследования была установлена зависимость между произошедшими несчастными случаями (НС) на объектах, подконтрольных ГК СГМ, при строительстве магистральных газопроводов и результатами СК за период 2017-2019

гг. Всего за исследуемый период на объектах произошло 12 несчастных случаев различной степени тяжести.

При расследовании несчастных случаев определялись непосредственные причины травмирования и сопоставлялись с категориями нарушений в рамках СК. Данный анализ осуществлялся при помощи метода построения дерева отказов (Fault Tree Analysis – FTA). При этом могли быть установлены несколько независимых или дополняющих друг друга причин несчастного случая.

Анализ произошедших несчастных случаев позволил установить, что причинами послужили 10 нарушений, которые распределились в соотношениях, представленных на рисунке 3. Преобладающими причинами возникновения большинства несчастных случаев как легких, так и тяжелых являлись следующие категории:

Категория 2. Нарушение правил складирования МТР;

Категория 3. Движение техники в местах, не предусмотренных ППР;

Категория 7. Отсутствие входного контроля используемых материалов и оборудования.

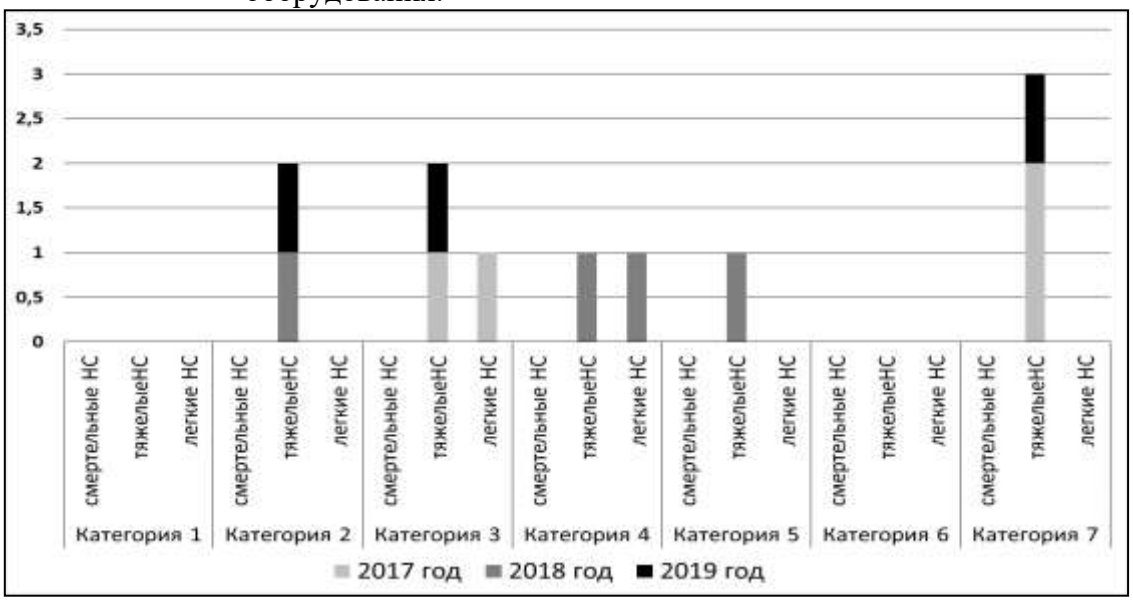


Рисунок 3 – Анализ причин несчастных случаев

Нарушения правил складирования материально-технических ресурсов могут привести к самопроизвольному скатыванию свай, труб и т.д., а значит, стать причиной несчастного случая на строительной площадке. Движение техники в местах, не предусмотренных проектом производства работ, в условиях одновременного выполнения различных видов работ на строительной площадке также может привести к травмированию работников [4]. Относительно входного контроля используемых материалов и оборудования необходимо особо подчеркнуть, что при проведении строительных работ в первую очередь используется грузоподъемное оборудование. Использование такого оборудования или его частей, не прошедших входной контроль, представляет высокую опасность для работников, выполняющих работы на строительной площадке, т.к. создает угрозу падения на них частей механизмов или перемещаемых материально-технических ресурсов. В сочетании с отсутствием знаков безопасности и ограждений участка строительной площадки, на котором выполняются грузоподъемные работы, это также создает опасность травмирования работников, выполняющих параллельно другие виды работ на соседних участках.

По итогам проведенного анализа нарушений и произошедших несчастных случаев предлагается введение риск-ориентированного подхода при проведении

строительного контроля, путем ранжирования исследуемых категорий нарушений, например, в чек-листах проверяющих.

В основу предлагаемого ранжирования заложена следующая формула:

$$B = 10q \cdot F \quad , \qquad (1)$$

где B – итоговая балльная оценка категории нарушения, округленная до целого;
q – доля категории нарушения в совокупной массе выявляемых нарушений;
F – балльная оценка тяжести последствий, установленная в соответствии с таблицей 2.

Необходимо отметить, что в рамках данной работы предлагается ранжирование нарушений с точки зрения безопасности труда. Однако возможно дополнить формулу (1) иными параметрами, например, таким как потенциальный материальный ущерб в результате судебных разбирательства по исковым заявлениям Заказчика, Генподрядчика или третьих сторон.

Для целей настоящей работы предлагается использовать четырехбалльную шкалу с разрывом в числовом значении 2. Необходимо отметить, что числовое значение 2 изъято из шкалы, чтобы избежать перегруженности шкалы, поскольку не представляется необходимым уточнять шкалу на интервале [1; 3], в отличие от интервала [3;5]. В целях уточнения интервала [3;5] введено числовое значение 4, позволяющее детализировать существующий массив условий и добиться максимально точной оценки тяжести последствий с точки зрения безопасности труда работников строительной организации.

Таблица 2. – Балльная оценка тяжести последствий

Балльная оценка (F)	**Признак фактора**	**Характеристика последствий**
1	Слабый	Исследуемая категория нарушений является причиной: ≥1 несчастных случаев легкой степени, или единичного несчастного случая тяжелой степени за последние 3 года, или несчастные случаи отсутствуют.
3	Умеренный	Исследуемая категория нарушений является причиной: ≥1 несчастных случаев легкой степени за последние 2 года, или ≥2 несчастных случаев тяжелой степени за последние 3 года, или ≥1 смертельных несчастных случаев за последние 3 года.
4	Существенный	Исследуемая категория нарушений является причиной: ≥1 несчастного случая тяжелой степени за последние 2 года или единичного смертельного несчастного случая за последние 2 года.
5	Сильный	Исследуемая категория нарушений является причиной: ≥2 несчастных случаев тяжелой степени за последние 2 года или ≥2 смертельных несчастных случаев за последние 2 года, или единичного смертельного несчастного случая за последний год.

В таблице 3 представлены значения параметров q и F, а также значения итоговой балльной оценки B.

Таблица 3. – Итоговая балльная оценка категорий нарушений

№	**Категория нарушений**	**Доля категории нарушения q**	**Балльная оценка тяжести последствий F**	**Итоговая балльная оценка B**
1	Нарушение проектного положения верха трубопровода	0,212	1	2
2	Нарушение правил складирования МТР	0,158	3	5
3	Движение техники в местах, не предусмотренных ППР	0,152	5	8
4	Нарушение требований, устанавливающих взаимное расположение трубопровод-траншея	0,172	3	5
5	Проведение последующих этапов работ без освидетельствования предыдущих работ	0,079	3	2
6	Непредоставление исполнительной документации	0,147	1	2
7	Отсутствие входного контроля используемых материалов и оборудования	0,079	5	4

Итоговую балльную оценку предлагается ранжировать в соответствии с таблицей 4. Так, категориям нарушений с значением B≥5 предлагается уделять особое внимание в контексте обеспечения безопасных условий труда. Для данных категорий необходимо в первую очередь предусмотреть эффективные меры профилактики, направленные на повышение уровня безопасности, в том числе путем улучшения соответствующих мероприятий по охране труда.

Для категорий нарушений с значением B < 3 отмечается высокая эффективность и достаточность проводимых мероприятий.

Относительно категории 7 ($3 \leq B < 5$) необходимо отметить низкую эффективность строительного контроля. Подобные нарушения выявляются относительно редко, но при этом они способны привести к значительному количеству тяжелых несчастных случаев.

Таблица 4. – Ранжирование категорий нарушений

Итоговая балльная оценка B	**Описание уровня категории нарушения**
$B < 3$	Низкая значимость
$3 \leq B < 5$	Средняя значимость
$B \geq 5$	Высокая значимость

Вывод. Введение риск-ориентированного подхода при проведении строительного контроля позволит оптимизировать процедуру аудита, поскольку поможет аудитору определить очередность, приоритетность и частоту проверки требований нормативных документов в области строительства. Необходимо еще раз подчеркнуть, что в ходе работы выявлена корреляция между нарушениями, выявляемыми на уровне строительного контроля, и причинам, повлекшими за собой несчастные случаи на строительной площадке. Таким образом, выявляемые в ходе строительного контроля нарушения свидетельствуют не только о снижении качества работ, но и об уровне безопасности на объектах строительства.

ЛИТЕРАТУРА:

1. «Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29.12.2004 N 190-ФЗ// Доступ из СПС «КонсультантПлюс»

2. *В. И. Каракеян, Е. А. Севрюкова*; под общ. ред. В. И. Каракеяна Надзор и контроль в сфере безопасности : учебник для академического бакалавриата / В. И. Каракеян, Е. А. Севрюкова ; под общ. ред. В. И. Каракеяна. — М. : Издательство Юрайт, 2018 — 397 с.

3. Инновационный менеджмент: Учебное пособие — М. : Альпина Паблишер, 2017. – 206 с.

4. *Баулин А.В., Перунов А.С., Ермаков В.А.* Периодичность и порядок составления документации по строительному контролю на объекте строительства // Вестник Евразийской науки, 2019 №5.

Разработка для Пякяхинского месторождения технологических решений по подготовке ствола скважины к цементированию и повышению качества крепления с использованием искусственного интеллекта

(The development of technologies for preparing wellbore to cement and for increasing of quality well casing by applying neural networks)

Бакиров Данияр Лябипович[1], Фаттахов Марсель Масалимович[2],
Шаляпин Денис Валерьевич[3], Бакирова Аделя Данияровна[4]
[1]Заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин,
[2]Начальник отдела, [3]Инженер 2-ой категории, [4]Аспирант
[1,2,3]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
[4]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

АННОТАЦИЯ

В статье рассматриваются проблемы, связанные с повышением качества крепления скважин на Пякяхинском месторождении, в частности: большой объем взаимно неувязанных лабораторных исследований, фактических промысловых данных, а также трудность определения логически обусловленных зависимостей между параметрами тампонажного раствора и итоговым качеством крепления скважин. Для решения данной задачи рассмотрено применение принципов машинного обучения на основе больших массивов данных. С учетом выявленных факторов выработаны решения по повышению герметичности крепи скважин указанного месторождения.

ABSTRACT

There are the problems about the development of the cementing quality on the Pykyhinskoe field in this article (high data volume to connect industrial and laboratory results, the difficulties to find the logic connections between the cementing parameters and results of well lining). It is suggested to apply the machine learning for increasing of the cementing process. The decisions in this article are created to increase the adhesion between cement and casing.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Машинное обучение, математические методы, адгезия, крепь скважины, Пякяхинское месторождение.

KEYWORDS

Machine learning, mathematics methods, adhesion, well support, Pykyhinskoe field.

Введение

Современное состояние нефтегазовой отрасли России и мира характеризуется тем, что многие крупные месторождения углеводородов находятся на завершающей стадии разработки, а новые месторождения располагаются в труднодоступных регионах (Арктика, Заполярье), что делает добычу полезных ископаемых на данных территориях зачастую нерентабельной и предопределяет необходимость использования нетривиальных решений по оптимизации затрат и технологических процессов [1-4], в том числе по автоматизированной обработке больших массивов данных.

Актуальность

Промышленное разбуривание Пякяхинского нефтегазоконденсатного показывает, что задача повышения качества крепления скважин является актуальной (рисунок 1), несмотря на реализуемый в течение многих лет комплекс мер по ее улучшению [5-8 и др.].



Рисунок 1. Динамика качества крепления эксплуатационных колонн в скважинах Пякяхинского месторождения

Накопленный массив данных по Пякяхинскому месторождению позволяет предопределять возможность использования математического моделирования для комплексного решения вопроса повышения качества креплении скважин, а также обеспечивать прогнозирование качества крепления в зависимости от факторов, которые явно или неявно (косвенно) могут повлиять на герметичность крепи.

Основная часть

Машинное обучение (Machine Learning) – это комплекс алгоритмов, подготовленных для предсказания какого-либо события [9]. Принципиальная схема работы математического аппарата следующая: создается база данных, включающая свершившиеся события и их параметры, алгоритм специально «нацеливают» на прогнозирование какой-либо величины или какого-либо события (путем ввода новых данных, объединения нескольких переменных в одну, исключения маловажных величин из модели и т. д.), затем в модель отдельно вносятся актуальные данные, которых не было до этого без значения искомой величины, после чего алгоритм на основе базы данных делает прогноз, используя входные параметры.

Необходимо отметить, что существует большое множество методов машинного обучения, каждый из которых эффективен в своей области [10]:

1. Регрессия. Применяется при прогнозировании числовых значений.
2. Классификация. Применяется при прогнозировании событий на основе связанных с ним переменных.
3. Кластеризация. Разделение большого количества событий на группы (кластеры), каждая группа характеризуется определенными величинами переменных.
4. Уменьшение размерности. Группирование различных параметров по признакам.
5. Поиск аномалий. Нахождение редких событий или объектов, которые значительно отличаются от остального массива данных.

На первоначальном этапе была сформирована база данных по 34 скважинам (интервал эксплуатационной колонны), включающая 64 оцениваемых параметра:

1. Данные инклинометрии (длины вертикального участка, участка стабилизации, транспортного ствола, величина зенитного угла на участке стабилизации, угла входа в пласт, интенсивность изменения пространственного угла на первом участке набора, на втором участке донабора).

2. Эксцентричное положение обсадной колонны (на вертикальном участке, на первом и на втором участках набора пространственного угла, на участке стабилизации, количество центраторов по длине всей колонны).

3. Реологические показатели бурового раствора перед цементированием (плотность, условная вязкость, фильтрация, pH, толщина корки).

4. Состав и технологические параметры используемых тампонажных растворов (водотвердое отношение, концентрации понизителя фильтрации, пластификатора, замедлителя сроков схватывания, пеногасители, плотность, водоотделение, время загустевания, прочность).

5. Технологические параметры процесса цементирования (рабочее давление, давление при посадке пробки, время промывки перед спуском обсадной колонны (ОК), расход при спуске ОК, давление промывки, количество остановок для промывки), а также результаты качества крепления скважины по результатам акустической цементометрии (АКЦ) и спектральной гамма дефектометрии-толщинометрии (СГДТ) (состояние контакта с колонной, с горной породой, оценка герметичности).

Одновременно с этим осуществлялся подбор программного обеспечения для проведения вычислений. Основная цель заключалась в том, чтобы подобрать такую программу, использование которой не требовало бы узкоспециализированных знаний языков программирования – была выбрана аналитическая система Orange, позволяющая проводить вычисления с помощью графических виджетов с уже готовыми открытыми алгоритмами на языке программирования Python [11]. Для выполнения математических действий программа использует только внутренние мощности персонального компьютера, в отличие от других подобных продуктов (например, MS Azure Machine Learning), которые выполняют вычисления на удаленных серверах.

Расчеты проводились с использованием пяти алгоритмов, сильными сторонами которых является решение задач кластеризации.

1. Метод логической регрессии. Переработанный математический аппарат линейной регрессии для решения задач по бинарной классификации. Например, для логической регрессии также требуется нахождение весовых коэффициентов, а разница заключается в использовании логической функции (сигмоиды) для преобразования выходного сигнала (рисунок 2). Выходное число через функцию активации изменяется в пределах от 0 до 1, данная особенность полезна, когда необходимо оценить вероятность наступления одного из двух событий.

2. Дерево решений. Представляет собой двоичное дерево, каждый узел которого является входной переменной и точкой разделения для этой переменной. «Листовые» узлы – это выходные переменные, которые используются в качестве прогнозной величины.

3. Байсовский классификатор. Модель включает в себя два типа вероятностей:

– вероятность каждого класса;

– условная вероятность для каждого класса при каком-либо значении X.

Для применения данного алгоритма необходима «тренировка» на тестовой базе данных для достижения высоких прогнозных показателей. После чего данный классификатор может давать адекватные предиктивные результаты. Особенность метода заключается в том, что все входные параметры считаются независимыми (рисунок 3).

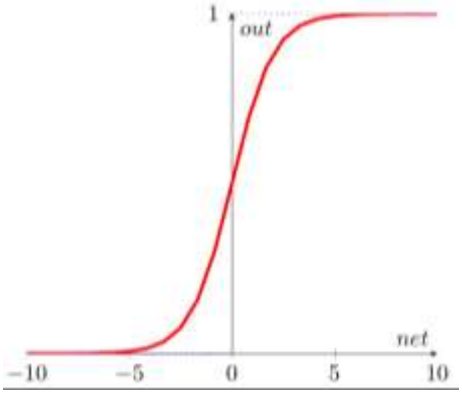


Рисунок 2. Логическая функция – сигмоида

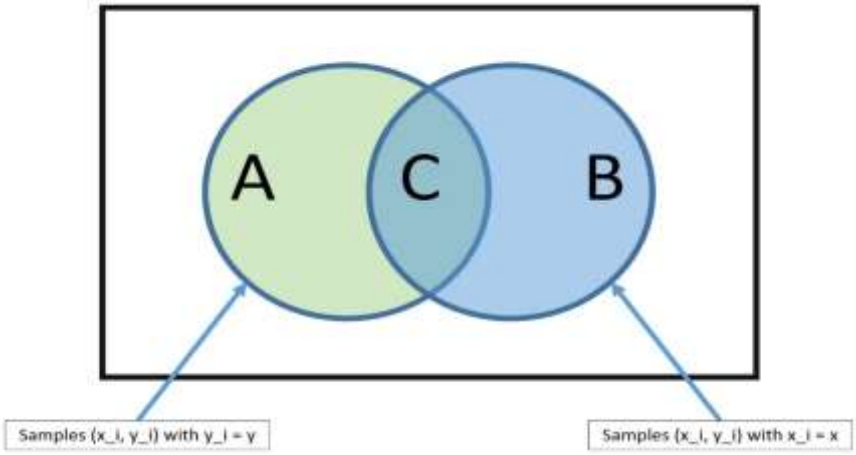


Рисунок 3. Принципиальная схема Байсовского классификатора

4. Лес случайных решений. Для работы данного метода требуется кластеризация исходной базы данных, чтобы создать для каждой из выборок предиктивную модель, после чего полученные результаты усредняются, чтобы получить наиболее точную оценку, а также определить параметры с высокой степенью влияния на результат (рисунок 4).

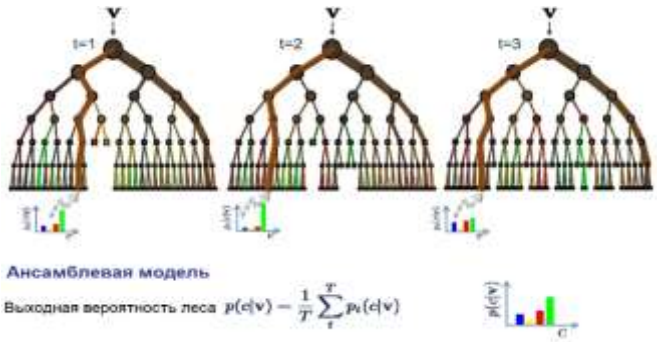


Рисунок 4. Принципиальная схема леса случайных решений

5. Нейронная сеть.

Искусственная нейронная сеть является математическим подобием человеческого мозга в части принципа обработки информации (рисунок 5). Человеческий нейрон, помимо сбора, обработки и передачи информации к другим нейронам, выполняет еще ряд сложнейших функций по поддержанию жизнедеятельности человека.

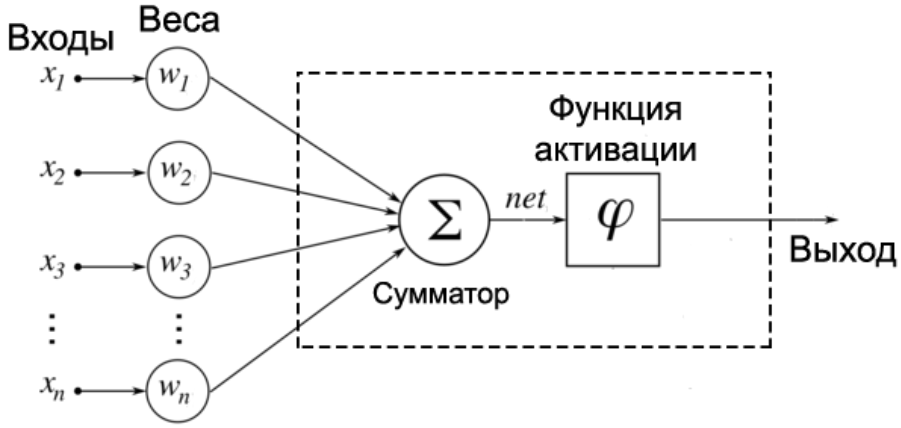


Рисунок 5. Принципиальная схема работы искусственной нейронной сети

Принципиальная схема работы нейрона заключатся в том, что в каждой единице одного уровня заложена одинаковая функция для обработки информации, но сигнал на стыке двух нейронов приобретает весовой коэффициент, который усиливает или ослабляет сигнал, за счет этого нейросети обладают стойкостью к «шумам» (к той информации, которая для решения задачи неважна) [12].

Выбор данных алгоритмов обусловлен тем, что эти методы являются наиболее подходящими для прогнозирования классов, поэтому другие алгоритмы (бустинг, метод опорных векторов, сети векторного квантования и др.) не были использованы, поскольку их цели – числовые значения.

Как было отмечено ранее, в Orange возможно использование визуального программирования (рисунок 6) с помощью специальных виджетов, которые содержат готовые алгоритмы.

Затем были проведены вычисления с использованием нескольких алгоритмов и методов для отбора моделей, наиболее адекватно описывающих взаимосвязь качества крепления и оцениваемых показателей. Целью математического аппарата выбранных методов являлось прогнозирование (модель) оценки герметичности цементного камня (удовлетворительно/неудовлетворительно). Поскольку с небольшими базами данных лучше работают методы кластеризации, была выведена формулы по переводу из численных показателей в категориальные значения [13], что было обусловлено относительно небольшим размером исходной выборки данных по скважинам.

После загрузки исходной базы данных выбирается необходимая информация для тренировки математической модели, по результатам чего исключаются малозначимые параметры и параметры, напрямую влияющие на результат (например, на оценку герметичности влияют данные АКЦ и СГДТ). Так, по данным, полученным в результате применения вычислительного аппарата логической регрессии, наибольшее положительное влияние на оценку герметичности оказывает время до полного загустевания бездобавочного цемента ПЦТ I-G (коэффициент его «весомости» составляет 0,0962), следующим показателем является плотность цемента ЦТОС 5-80 (0,0679), третий по величине оказываемого влияния – плотность бурового раствора (0,0641).

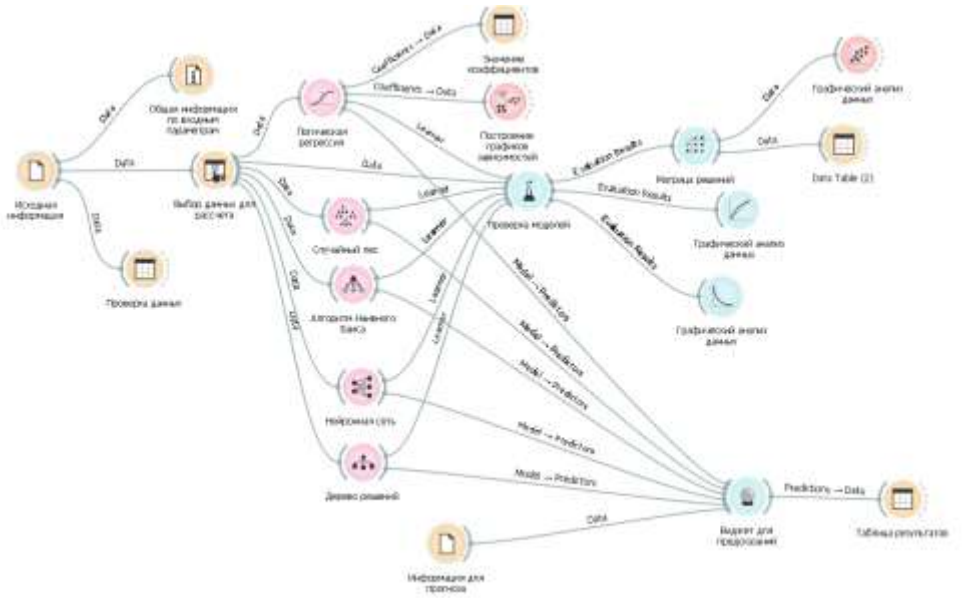


Рисунок 6. Рабочий стол ПО Orange

Наибольшее отрицательно влияние на удовлетворительную оценку герметичности цементного камня оказывают:

– давление промывки эксплуатационной колонны (-0,2134);

– длина вертикального участка (-0,0798);

– зенитный угол на участке стабилизации (-0,0734).

Результаты оценки качества методов показали (рисунок 7), что наиболее точным является Дерево решений (доля правильных ответов – 0,971, точность – 0,974, полнота – 0,971), затем Логическая регрессия (доля правильных ответов – 0,824, точность – 0,815, полнота – 0,824).

Evaluation Results

Model	AUC	CA	F1	Precision	Recall
Tree	0.980	0.971	0.971	0.974	0.971
Logistic Regression	0.831	0.824	0.816	0.815	0.824
Random Forest	0.320	0.735	0.623	0.541	0.735
Neural Network	0.747	0.735	0.623	0.541	0.735
Naive Bayes	0.876	0.618	0.636	0.789	0.618

Рисунок 7. Таблица оценки качества методов

Это подтверждается матрицей решений (рисунок 8). Так, «Дерево решений» допустило ошибку в предсказании один раз при прогнозировании неудовлетворительного результата.

Логическая регрессия (рисунок 9) ошиблась при прогнозировании неудовлетворительного результата 2 раза и 4 раза при прогнозировании удовлетворительного результата оценки качества герметичности цементного камня.

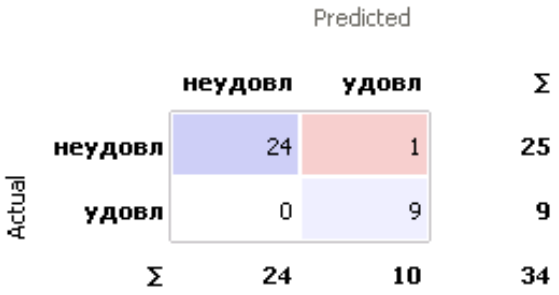


Рисунок 8. Матрица решений метода Дерево решений



Рисунок 9. Матрица решений метода Логической регрессии

После выбора наиболее точных математических моделей (Логическая регрессия и Дерево решений) и их тренировки была скомпонована тестовая таблица, в которой не было целевых переменных. Новая вводная информация создавалась специально с низкими показателями для того, чтобы проверить качество прогноза, в частности, прогнозирование осуществлялось на основе данных, специально подобранных с низкими показателями реологии бурового раствора и тампонажного растворов, с высоким значением зенитного угла на участке стабилизации, с продолжительным вертикальным участком и т. д. Четыре алгоритма определили корректный результат:

1. Логическая регрессия (вероятность неудовлетворительной оценки – 0,977).
2. Случайный лес решений (вероятность неудовлетворительной оценки – 0,738).
3. Дерево решений (вероятность неудовлетворительной оценки – 0,735).
4. Нейронная сеть (вероятность неудовлетворительной оценки – 0,741).

Классификатор Баиса допустил ошибку – некорректный прогноз (вероятность неудовлетворительной оценки – 0,00254). Объясняется это тем, что его математический аппарат нацелен на прогнозирование данных, подчиняющихся нормальному распределению вероятностей наступления того или иного события.

Заключение

1. С помощью проведенного анализа параметров, влияющих на качество крепления скважины, было установлено, что для создания предиктивной модели на основе базы данных малого размера необходимо использовать методы кластеризации, поскольку их математический аппарат точно находит взаимосвязи исследуемых параметров и целевых классов.

2. Наиболее точными методами оказались Дерево решений и Логическая регрессия. Это объясняется тем, что их алгоритмы являются эффективными в прогнозировании бинарных целевых параметров.

3. Предварительные результаты показали, что сильное положительное влияние на герметичность цементного камня оказывают:

– реология бездобавочного тампонажного раствора (время до полного загустевания, реология раствора средней плотности);

– технологические параметры промывки при спуске обсадной колонны (ОК) (давление «СТОП», давление промывки перед спуском обсадной колонны);

– геометрия ствола скважины и положение ОК в стволе (зенитный угол при входе в пласт, соосность обсадной колонны и ствола скважины).

4. Негативно сказываются на качестве крепления следующие технологические параметры при спуске обсадной колонны и факторы, их обуславливающие:

– давление промывки при спуске ОК, расход бурового раствора при спуске ОК, время спуска ОК;

– геометрия ствола скважины (длина вертикального участка, зенитный угол на участке стабилизации, длина скважины, протяженность участка стабилизации);

– реология тампонажных (плотность бездобавочного раствора, время до полного загустевания тампонажного раствора средней плотности) и буровых растворов (условная вязкость и величина фильтрации).

5. Для формирования рекомендаций по повышению качества крепления скважин с использованием нейронных сетей в дальнейшем необходимо увеличить количество скважин в обрабатываемой выборке, детализацию факторов по каждому типу тампонажного раствора (для каждого будут свои оказывающие влияние показатели). Приобретенный опыт использования методов машинного обучения позволит в перспективе изменить подходы к оценке на проектной стадии решений, направленных на повышение герметичности крепи, путем выявления наиболее значимых параметров, которые оказывают значительное влияние на результат крепления скважин.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Галиев Р.Ф.* Интегрированное решение по повышению качества крепления скважин в интервалах терригенных отложений / Р.Ф. Галиев, И.Р. Рафиков, А.В. Самсыкин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 29-33.

2. *Бакиров Д.Л.* Оптимизация технико-технологических решений для строительства сложнопрофильных скважин / Д.Л. Бакиров, Э.В. Бабушкин, В.А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, А.В. Щербаков, А.И. Доброчасов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 8 (608). – С. 39-44.

3. *Бакиров Д.Л.* Оптимизация затрат на бурение и обустройство месторождения в условиях геологической неопределенности / Д.Л. Бакиров, М.М. Фаттахов, Я. И. Баранников, А. В. Витязь, Р. Р. Абдрахманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 22-28.

4. *Бакиров Д. Л.* Снижение износа бурильных труб в скважинах со сложным профилем / Д. Л. Бакиров, В.А. Бурдыга, А.И. Доброчасов, М.М. Фаттахов, В.В. Фатихов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 33-38.

5. *Бакиров Д.Л.* Предупреждение возникновения водоперетоков применением самовосстанавливающихся составов для крепления скважин / Д.Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, В. Н. Ковалев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 36-39.

6. *Бакиров Д.Л.* Разработка тампонажных растворов с цементозамещающими компонентами для крепления скважин в условиях Западной Сибири / Д.Л. Бакиров, В.А. Бурдыга, М.М. Фаттахов, Н.Р. Галеев // Интервал. – 2009. –№ 2. – С. 43-45.

7. *Бакиров Д.Л.* Повышение устойчивости крепи скважины динамическому воздействию / Д.Л. Бакиров, В.А. Бурдыга, М.М. Фаттахов, Г.Н. Грицай, А.О. Белоусов, В.В. Антонов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1. – С. 65-70.

8. *Бакиров Д.Л.* К вопросу оценки качества крепления скважин / Д.Л. Бакиров, В.А. Бурдыга, М.М. Фаттахов, Г.Н. Грицай // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9 (609). – С. 10-13.
9. *Klyuchnikov N.* Data-driven model for the identification of the rock type at a drilling bit / N. Klyuchnikov, A. Zaytsev, A. Gruzdev, G. Ovchinnikov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019.
10. *Cayeux E.* Toward Drilling Automation: On the Necessity of Using Sensors That Relate to Physical Models / E. Cayeux, B. Daireaux, E. W. Dvergsnes, F. Florence // Society of Petroleum Engineers (SPE-163440-PA), 2014.
11. *Chen T.* XGBoost: A scalable tree boosting system / T. Chen, C. Guestrin // In Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD international conference on knowledge discovery and data mining. – ACM, 2016. – Pp. 785-794.
12. *Downton G C.* Challenges of Modeling Drilling Systems For the Purposes of Automation and Control / G.C. Downton // IFAC Proceedings. – 2012. – Pp. 201-210.
13. *Detournay E.*A phenomenological model for the drilling action of drag bits / E. Detournay, P. Defourny // In International journal of rock mechanics and mining sciences geomechanics abstracts. – Elsevier, 1992. – Volume 29. – Pp. 13-23.

Строительство скважин в интервалах неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород и способы их закрепления

(Construction of wells in the intervals of unstable clay-claystone rocks and methods of their fixing)

Бакирова Аделя Данияровна[1], Шаляпин Денис Валерьевич[2]
[1]Аспирант, [2]Инженер 2-ой категории
[1]Тюменский индустриальный университет
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
Научный руководитель: д.т.н., профессор Кузнецов В.Г.

АННОТАЦИЯ

Проблема сохранения устойчивости стенок скважины на данный момент является актуальной производственной проблемой и областью научных исследований представителей нефтегазовой промышленности Западной Сибири. В статье приведён анализ осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважины, причин неустойчивости горных пород, обзор отечественных и зарубежных методик по предупреждению потери целостности стенок скважины в глинисто-аргиллитовых отложениях. Помимо этого, описаны существующие виды лабораторных исследований и рецептуры ингибирующих буровых промывочных жидкостей.

ABSTRACT

The problem of maintaining the stability of the well is currently an actual production problem and an area of scientific research for the oil and gas industry in West Siberia. The article presents an analysis of complications associated with loss of stability of well walls, causes of rock instability and a review of Russian and foreign methods for preventing loss of integrity of well walls in clay-mud deposits. In addition, the existing types of laboratory studies and formulations of inhibiting drilling flushing fluids are described.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Методология, методика, целостность ствола скважины, устойчивость стенок, осложнения, глинисто-аргиллитовые горные породы.

KEYWORDS

Methodology, technique, the safety of wellbore, the stability of the wellbore, problems, claystone rocks.

ВВЕДЕНИЕ

Интервалы, сложенные глинистыми и глинисто-аргиллитовыми горными породами, характеризуются высокой вероятностью возникновения осложнений при бурении скважин в данных пластах: набухание глинистых минералов, появление плывунов, осыпей и обвалов, и, как следствие, прихватов бурильного инструмента.

Накопленный отечественный и зарубежный опыт строительства скважин в различных горно-геологических условиях не позволяет значительно минимизировать время, которое тратится на ликвидацию осложнений. Непроизводительное время по данному показателю может достигать 10 % от времени бурения скважины. Стоит отметить, что время на устранение осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважин, занимает до 50 % времени от всех внештатных ситуаций при строительстве скважин [1, 2]. Бурение скважин в интервалах уплотненных глин, аргиллитов и глинистых сланцев обусловлено высокой вероятностью возникновения осыпей и обвалов. Это происходит по причине увлажнения горных пород и снижения их

механической прочности. Причиной набухания является проникновение свободной воды в межслойное пространство глинистых минералов, это приводит к выпучиванию глины в ствол скважины.

Анализ накопленной информации по осложнениям, возникающих при бурении скважин со значительным отходом от вертикали, показывает, что современное оборудование и новейшие составы буровых растворов не всегда обеспечивают проводку таких скважин без осложнений. Например, при бурении боковых стволов с горизонтальным окончанием возникают осложнения при вскрытии с большим зенитным углом глинисто-аргиллитовых пород (покачевско-савуйская пачка – покрышка пласта $БВ_1$). Строительство скважин на данный объект характеризуется высокими затратами времени на ликвидацию осложнений. Однако, бурение на пласт $БВ_1$ является перспективным в связи с высокими запасами нефти в данном геологическом разрезе. Поэтому поиск новых решений по предотвращению осложнений, связанных с набуханием глинистых минералов, является актуальной задачей.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

На начальном этапе решения данной проблемы был проведен анализ теоретических причин возникновений осыпей и обвалов глинистых минералов. Так, авторы [3, 4] считают, что основной причиной потери устойчивости стенок скважины является фильтрация несвязанной воды бурового раствора в горные породы, следствием чего становится разуплотнение и набухание глин.

Автор [3] уточняет характер взаимодействия глинистых пород с буровым фильтратом – по природе глины гидрофильны, что интенсифицирует взаимодействие фильтрата промывочной жидкости и минералов глин и аргиллитов. Процесс проникновения воды представляет собой односторонний осмос. Особый интерес вызывает явление набухания и высушивания глины при разных концентрациях соли бурового раствора, который находится как внутри пачки глинистых минералов, так и на наружной поверхности. В случае, если концентрация соли в промывочной жидкости внутри минералов больше, чем на наружном слое, то происходит набухание породы, в обратную сторону процесс идет при превышении концентрации соли во внешнем растворе.

Производственный опыт показывает, что для более полного объяснения причин выпучивания глинистых пород необходимо использовать горное давление, потому что оно оказывает большое воздействие на выталкивание частиц в образовавшееся пространство скважины. Также необходимо отметить, что горные породы в силу сложного генезиса обладают трещиноватостью, которая способствует потери устойчивости стенок скважины путем более легкого проникновения фильтрата бурового раствора.

Но, с другой стороны, многие современные исследователи поставили под сомнение определяющее влияние осмоса на потерю устойчивости стенок скважины [5, 6]. Так, были проведены промышленные опыты с использованием радиоактивных изотопов для выявления осмотического переноса воды через сланцы. В результате не удалось зафиксировать каких-либо признаков данного явления. Помимо всего прочего, не удалось подтвердить высокую ингибирующую способность растворов, насыщенных ионами калия по сравнению с другими солями (натрия и кальция), также на процесс проникновения фильтрата в значительной степени оказывает влияние не осмотические давление, а создаваемая репрессия на пласт.

Помимо этого, ряд исследователей провели большое количество экспериментов по длительной фильтрации растворов различных солей в образцах глины на установке УИПК-М и подтвердили следующее: проницаемость глинистых пород существенно

зависит от минерализации и состава фильтрующейся жидкости [6]. Необходимо отметить работы американских ученых, которые поставили под сомнение роль набухания в процессе уменьшения прочности глинистых сланцев. Согласно описанию данных опытов набухание сланцев не обязательно проводит к его разрушению, насыщенные водой до определенного уровня глинистые минералы в дальнейшем слабо реагируют либо вообще не реагируют на проникающую воду, но в то же время полностью дегидратированные (высушенные) сланцы интенсивно реагировали на поступление любой жидкости на основе воды.

Для верификации теории и опытов на глинистых сланцах был проведен идентичный эксперимент на керне покачевско-савуйской пачке глин, где в качестве среды была выбрана техническая вода. Результаты будут представлены позднее.

Анализ литературных источников позволяет обозначить основные причины неустойчивости глинистых и глинисто-аргиллитовых пород при бурении скважин в соответствующих интервалах:

1. Разгрузка горной породы со стороны скважины при бурении и отсутствие соответствующей компенсации гидростатическим давлением;
2. Увлажнение и набухание глинистых частиц при их гидратации в результате проникновения фильтрата бурового раствора в породу, в том числе и через микротрещины;
3. Осмотическое набухание глинистых частиц, связанное с различной минерализацией среды в скважине и флюида в породе.

Следующим шагом в литературном анализе стал выбор наиболее распространенных методов предупреждения и борьбы с потерей устойчивости стенок скважины в интервалах, сложенных глинистыми горными породами.

Практический опыт бурения скважин позволил выработать различные технические и технологические способы по предупреждению неустойчивости ствола скважины. В основном, к этим способам относятся регулирование параметров бурового раствора (показатель фильтрации и косвенно вязкость бурового раствора) и воздействие на физико-химическое взаимодействие бурового раствора со стенками скважины [7, 8].

Таким образом, способы предупреждения неустойчивости ствола скважины можно классифицировать следующим образом:

1. Контроль плотности бурового раствора (поддержание минимально необходимой/максимально допустимой плотности);
2. Применение буровых растворов на водной основе с высокими ингибирующими и крепящими свойствами;
3. Применение буровых растворов на безводной основе (растворы на углеводородной основе, обратные эмульсии);
4. Установка закрепляющих поверхность породы в призабойной зоне пласта ванн.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проведен обширный анализ как теоретических, так и практических причин потери устойчивости глинисто-аргилитовых горных пород. Установлено, что наибольшее влияние на процесс выпучивания пород в ствол скважины оказывают минерализация бурового раствора и глины, а также природная (изначальная) насыщенность водой глинистой горной породы. Данные явления находят подтверждение как в зарубежной, так и в отечественной практике.

Для верификации было проведено большое количество экспериментов с использованием наиболее распространённых приборов и химических реагентов. Были

установлены наиболее эффективные реагенты для ингибирования глин и прекращения обвалов стенок скважин.

Разработана новая установка, которая позволяет максимально приблизить моделируемые условия к естественным, протекающим при бурении. Были повторены и проверены зарубежные опыты на цельном образце керна, итогом чего стало заключение о невозможности фильтрации бурового раствора через цельный керн, а также невозможность равномерно довести уровень насыщенности водой до естественного состояния. Решением проблемы стало использование спрессованного кернового материала. Результаты будут представлены позднее.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Бабушкин Э.В., Ковалев В.Н.* Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин // Бурение и нефть. – 2019. – № 1. – С. 48-53.
2. *Бакиров Д.Л.* Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №8. – С. 46-49.
3. *Фаттахов М.М*. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин // Бурение и нефть. – 2012. – №8. – С. 38-41.
4. *Самотой А.К.* Прихваты колонн при бурении скважин / А.К. Самотой. –М. : Недра, 1984. – 204 с.
5. *Пустовойтенко И.П.* Предупреждения и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении: учебное пособие для профтехобразования. – М. : Недра, 1987. – 237 с.
6. *Курочкин Б.М.* Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин, ч. 1. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 598 с.
7. *Курочкин Б.М.* Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин: В 2 частях – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – Ч. 2. – 555 с.
8. *Войтенко В.С.* Технология и техника бурения: учеб. пособие / В.С. Войтенко [и др.]; под общ. ред. В.С. Войтенко. В 2 ч. Ч. 2. Технология бурения скважин. – Минск : Новое знание ; М.: ИНФРА-М, 2013. – 613 с.

Оптимизация схем кустования на поздней стадии разработки месторождения
(The prospects of the applying machine learning to develop of the well cementing quality)

Баранников Ярослав Игоревич[1], Щербаков Андрей Валерьевич[2]
[1]Инженер 1-ой категории, [2]Начальник отдела
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени

АННОТАЦИЯ

Необходимость повышения эффективности деятельности нефтегазовых компаний в условиях низких цен на энергоносители обуславливает значимость поиска путей оптимизации затрат, в том числе на бурение и обустройство как вновь вводимых в эксплуатацию месторождений, так и на поздней стадии разработки. На примере Ватьеганского месторождения рассмотрена возможность оптимизации кустовой площадки с учетом наземной инфраструктуры с перераспределением проектного фонда на действующие кустовые площадки.

ABSTRACT

The need to improve the efficiency of oil and gas companies in conditions of low energy prices determine the significance of the search ways to optimize costs, including drilling and development as newly introduced field exploitation, and maturing. On the example of Vatjegan the possibility of optimizing the size of the cluster site is considered, taking into account ground infrastructure with the reallocation on the project Fund to neighboring ones Bush sites.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Кустовая площадка, схема кустования, Ватьеганское месторождение, DecisionSpace WellPlaning, оптимизация схем кустования, кустовое бурение.

KEYWORDS

Multiple-well platform, the scheme of customania, field, DecisionSpace WellPlaning.

Введение

Разработка схемы кустования – это сложный и трудоемкий процесс, требующий специализированного программного обеспечения и привлечения специалистов из различных областей. Оптимизация схемы кустования месторождения в первую очередь опирается на сокращение траекторий проектируемых скважин.

Если месторождение находится на поздней стадии разработки, для него характерно падение добычи нефти и рост обводненности продукции скважин, что ведет к поиску решений по сокращению затрат.

Актуальность

В работе рассматривается Ватьеганское нефтяное месторождение, находящееся на поздней стадии эксплуатации, но еще остаются перспективные участки, находящиеся на грани рентабельности.

Для разработки этих участков необходимо разработать подход по сокращению капитальных затрат на проводку скважин и строительство линейной инфраструктуры.

Основная часть

Кустовой способ разбуривания месторождений позволяет обеспечить рост эффективности и ускоряет окупаемость капитальных вложений за счет снижения удельных затрат на обустройство месторождений. С другой стороны, неизбежный при этом рост углов наклона скважин затрудняет техническую реализацию проектов разбуривания и увеличивает количество рисков, вызванных вероятностью пересечения стволов. Учитывая тот факт, что в стоимости капитальных вложений в проекте

разработки больше половины занимают затраты на бурение скважин, основным при анализе возможных вариантов разработки становится вопрос создания оптимальной схемы разбуривания (кустование скважин). Рассчитав большое количество вариантов кустования, можно определить наилучший проект, характеризующийся минимальным количеством кустовых площадок и минимальным количеством рискованных скважин, либо вообще их отсутствием [1].

В Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени реализуется комплексный подход по оптимизации схем кустования с применением программного продукта DecisionSpace WellPlaning (рисунок 1).

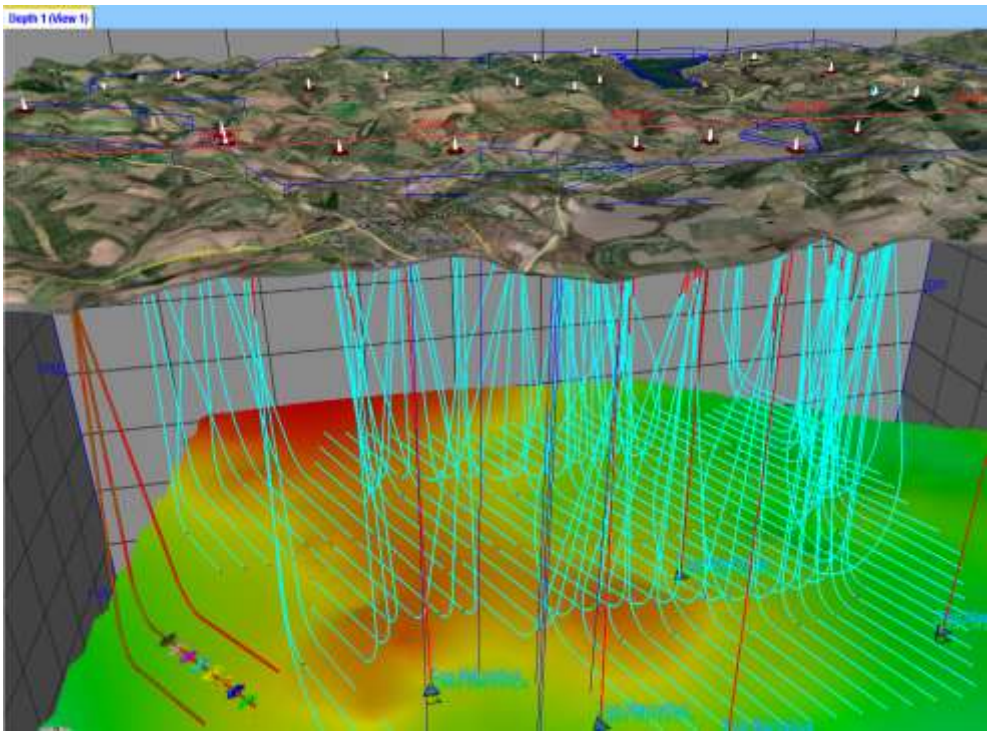


Рисунок 1. DecisionSpace WellPlaning

Основной экономический эффект образуется за счет сокращения общего метража проходки скважин по кустовой площадке, но не стоит забывать о линейных объектах, таких как дороги, высоковольтные линии электропередачи, водоводы и т. д., в рамках комплексной работы учитывается протяженность данных объектов к различным вариантам расположения кустовой площадки.

Для учета ограничений на поверхности (болота, леса, водоохранные зоны, зоны историко-культурного наследия и т. д.) к комплексной работе привлекаются специалисты отдела главного маркшейдера ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

На рисунке 2 представлена схема взаимодействия между направлениями при выполнении работ по оптимизации схем кустования.

В 2019 году было рассмотрено 80 кустовых площадок, по 33 предложены оптимальные координаты с учетом наземной инфраструктуры и ландшафтных ограничений.

На кустовой площадке № 532 Ватьеганского месторождения проведен комплекс работ по поиску оптимального местоположения (рисунок 3). Под «базовым» вариантом понимается изначальное положение, определенное Заказчиком, под «оптимизированным» – вариант, предложенный после оптимизации. Сокращение проходки по оптимизированному варианту составило: горизонтальные скважины – 862 м, наклонно-направленные – 3216 м.



Рисунок 2. Схема взаимодействия направлений



Рисунок 3. Кустовая площадка № 532

На рисунке 4 приведена обзорная схема двух вариантов расположения кустовой площадки, Заказчиком в работу принят оптимизированный вариант.

Информация о рассматриваемом месторождении

Ватьеганское нефтяное месторождение является одним из крупнейших в Группе «ЛУКОЙЛ», расположено в Сургутском районе Ханты Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение было открыто в 1971 году, разработка начата в 1983 году.

Месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризующейся падением добычи нефти и ростом обводненности продукции скважин, большой процент запасов относится к трудноизвлекаемым. Для повышения эффективности разработки на

месторождении применяются новые технологические процессы, направленные на увеличение добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.



Рисунок 4. Обзорная схема расположения вариантов кустовой площадки № 532

Поскольку месторождение достаточно разбуренное, предложено рассмотреть возможность переноса проектного фонда на соседние кусты. На рисунке 5 представлена обзорная схема кустования с нанесением всех фактических кустовых площадок.

Выделим кустовые площадки, расположенные рядом с проектным фондом кустовой площадки № 532 (рисунок 6).

Программный продукт дает возможность наглядно оценить альтернативные варианты размещения проектного фонда кустовой площадки № 532 на соседних кустовых площадках.

Для размещения проектного фонда были выбраны кустовые площадки № 157А (фактических 6 скважин), № 158Б (фактических 3 скважины), последнее бурение на данных кустовых площадках – 2016 год, проектная документация на них выполнена из расчета 24 скважины, таким образом, возможно досыпать кустовую площадку без внесения изменений в проект.

На рисунке 7 представлено предлагаемое размещение скважин кустовой площадки № 532 на соседних кустах.



Рисунок 5. Обзорная схема кустования Ватьеганского месторождения

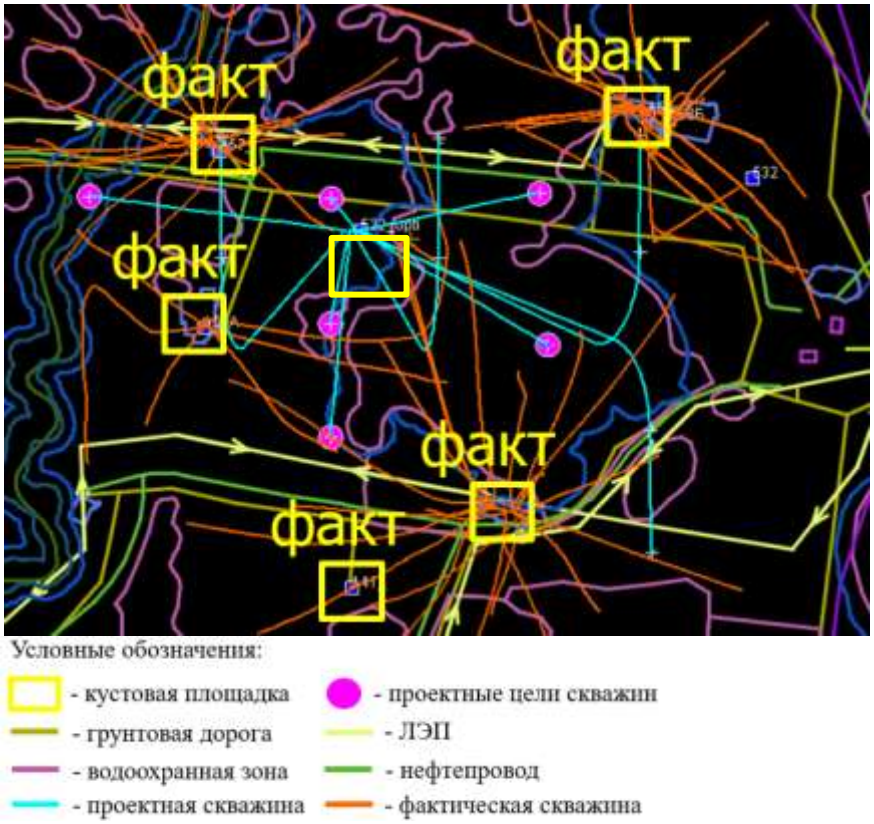


Рисунок 6. Фактические кустовые площадки рядом с проектным кустом № 532

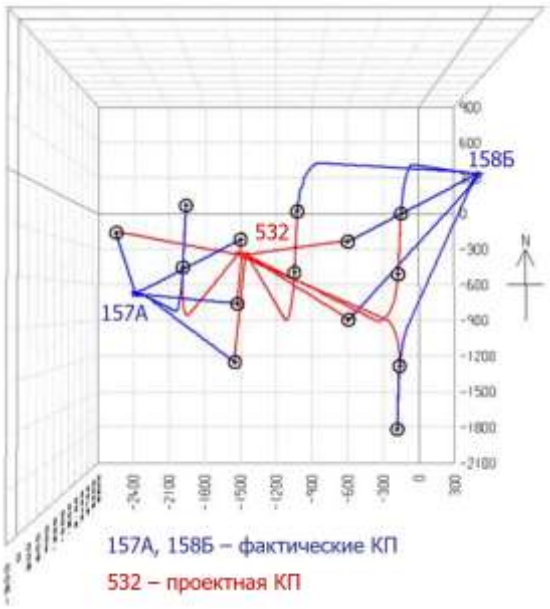


Рисунок 7 – Перенос скважин на соседние кустовые площадки

Проведено сравнение вариантов по метражу проходки, в результате бурения скважин с существующих кустов сокращение проходки составило 576,34 м относительно уже оптимизированного варианта (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнение вариантов размещения проектного фонда

Скважина	Вариант			Сравнение оптимизир. варианта и варианта с двух кустов
	ТПП	Оптимизированный	С двух кустов	
9710	4309,56	3178,72	3007,90	-170,82
9708	3763,96	3049,86	3018,98	-30,88
9707	3621,98	2940,99	2970,24	29,25
9706	3519,21	2930,67	3012,87	82,2
9709Г	4504,91	3660,51	3545,53	-114,98
9705Г	3986,26	3627,13	3745,96	118,83
9702	3069,23	3057,33	2997,95	-59,38
9703Г	3713,49	3854,74	3556,43	-298,31
9701	3172,83	3083,53	3136,17	52,64
9704Г	3715,89	3916,17	3731,28	-184,89
Всего	37377,32	**33299,65**	**32723,37**	**-576,34**

Проведенная оценка количества фактических кустовых площадок Ватьеганского месторождения представлена на рисунке 8.



Рисунок 8. Анализ фактического фонда кустовых площадок

Из рисунка 8 следует, что подходящий фонд для рассмотрения предложенного подхода – 102 кустовые площадки с количеством фактических скважин от 1 до 12, 113 кустовых площадок с количеством фактических скважин от 12 до 22.

Дополнительно предлагается заменить скважины по традиционной технологии на кустовой площадке № 532 на скважины малого диаметра при бурении с соседних кустовых площадок. На рисунке 9 приведен пример скважин малого диаметра.



Рисунок 9. Пример скважин малого диаметра

При разработке месторождений в условиях высокой выработанности запасов потенциалом по снижению производственных затрат является облегчение конструкций скважин путем снижения металлоемкости.

В 2019 году в рамках опытно-промысловых работ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» пробурено девять скважин малого диаметра со стационарной и мобильной буровых установок. Фактическое время строительства лучших скважин малого диаметра составило 13,4 сут, что сопоставимо с базовыми скважинами. Экономическая эффективность при бурении с мобильной буровой установки составила в среднем до 5 % на одну скважину.

Заключение

Разработанный подход по определению возможности размещения проектного фонда новых скважин на соседних кустовых площадках при оптимизации схем кустования на примере Ватьеганского месторождения имеет значительный потенциал за счет множества крупных месторождений на поздней стадии эксплуатации, таких как: Повховское, Тевлинско-Русскинское, Южно-Ягунское, Восточно-Перевальное, Южно-Выинтойское и т. д.

Экономический эффект достигается за счет сокращения протяженности стволов скважин, отсыпки меньшего числа кустовых площадок, снижения стоимости разработки проектной документации на новую кустовую площадку, изысканий, линейных объектов.

Разработанный подход в совокупности с применением скважин малого диаметра позволит значительно сократить капитальные вложения при разработке месторождений на поздней стадии эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Нестерова Т.Н.* Проектирование и оптимизация траекторий скважин месторождения / Т.Н. Нестерова, И.А. Поздеев // Бурение и нефть – 2015. – № 6. – С. 66-69.

2. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (с Изменением № 1): утв. Минвом нефт. пром-ти СССР 10.01.1986: ввод в действие 01.03.1986. – Техэксперт.

Методические подходы к анализу данных межколонных давлений. Разработка технологии ликвидации межколонных давлений
(Methodological approaches to the analysis of well annulus pressure data. Development of technology for the elimination of well annulus pressure)

Бегаева Оксана Александровна[1], Самойленко Андрей Юрьевич[2]
[1]Инженер 2 категории отдела анализа пластовых флюидов,
[2]Начальник Центра исследований скважин, керна и пластовых флюидов
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде

АННОТАЦИЯ

В статье рассматриваются методические подходы к анализу результатов гидродинамических исследований межколонных пространств эксплуатационных скважин. По результатам анализа данных выбраны характеристики состояния межколонных пространств. Проведено ранжирование скважин по выбранным критериям. Разработана технология ликвидации межколонных давлений. Выполненные работы позволяют дать рекомендации по дальнейшему мониторингу состояния межколонных пространств и определить скважины-кандидаты для проведения опытно-промышленных работ по ликвидации межколонных давлений.

ABSTRACT

The article discusses methodological approaches to the analysis of the results of hydrodynamic studies of annular spaces of production wells. Based on the results of the data analysis, criteria for assessing the state of intercolumn spaces were selected. Wells were ranked according to the selected criteria. A technology has been developed to eliminate annular pressures. The performed work allows us to give recommendations on further monitoring of the condition of the annular spaces and to identify candidate wells for pilot-industrial works to eliminate annular pressures.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Межколонное пространство, межколонное давление, межколонное проявление, флюид.

KEYWORDS

Well annulus, well annulus pressure, well annulus fluid.

Межколонные давления (МКД), возникающие в зацементированном кольцевом пространстве, согласно литературным данным, имеют 30-50% от общего количества скважин [1, 2, 3].

В определенных условиях скважин возникают различные процессы и явления, способствующие формированию флюидопроявляющих каналов в структуре цементного камня, который может разрушаться за счет явления осмоса, агрессивного воздействия высокоминерализованного пластового флюида, действия термических напряжений, депрессии на пласты, упругой деформации обсадной колонны во время испытания ее на герметичность, перфорации и пр. Эти же факторы приводят к нарушению герметичности в зонах контакта цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины. При этом устойчивости к седиментации отводится определяющая роль в процессе повышения проницаемости цементного раствора (камня) [4, 5].

Для предупреждения и ликвидации межколонных проявлений используют различные герметизирующие составы:

- буровые и цементирующие растворы;

- солевые растворы;
- полимерные композиции;
- специальные дисперсии на водной и углеводородной основе, способные кольматировать дефекты герметичности скважины.

Однако на практике большинство данных составов имеют невысокую эффективность герметизации и непродолжительный период действия в связи с низкой проникающей способностью в трещины цементного камня и недостаточной седиментационной устойчивостью.

При этом неотъемлемым требованием к нефтегазодобывающим организациям со стороны контролирующих органов является обеспечение экологической безопасности при эксплуатации скважин. Недропользователем должен осуществляться контроль межколонного давления в скважинах и при обнаружении межколонного давления работа скважины должна быть прекращена [6].

Очевидно, что разработка эффективных методов контроля состояния МКП скважин является необходимой для диагностирования межколонных проявлений, предупреждения возникновения аварийных ситуаций и защиты недр при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа.

На рассматриваемом месторождении межколонные давления имеют 36 из 58 скважин. Для контроля за состоянием межколонных пространств скважин в НГДО был разработан и утвержден Регламент стравливания межколонных давлений, в соответствии с которым в настоящее время происходит разрядка межколонных пространств эксплуатационного фонда скважин.

Специалистами Центра исследований скважин, керна и пластовых флюидов филиала «ВолгоградНИПИморнефть» на протяжении всего времени эксплуатации скважин на месторождении выполняются работы по мониторингу гидродинамической обстановки и анализу флюидов среды межколонного пространства скважин. В настоящее время проведены работы по систематизации и анализу полученных в ходе исследований данных. Общее количество обработанных актов испытаний – 128.

В рамках выполненной систематизации создана база данных по результатам гидродинамических исследований и анализа флюидов межколонного пространства (таблица 1).

Таблица 1. – Параметры, вносимые в базу данных по результатам гидродинамических исследований и анализу флюидов межколонного пространства.

Название параметра	Описание параметра
Конструкция скважины	
Интервал вскрытия	Приведены интервалы потенциально продуктивных отложений по МКП
Интервал цементирования	Приведены интервалы цементирования колон
Условия и результаты гидродинамических исследований	
Год исследований	Дата исследования МКП в формате год
Дата исследования	Дата исследования МКП в формате день, месяц, год
МКП	Межколонное пространство, мм
Начальное МКД	Давление в МКП на момент начала исследований и/или отбора проб, МПа
Объем притока (газ, жидкость)	Объем газа и/или жидкости при растравливании давления из МКП в процессе исследований, н. $м^3$
Время стравливания и стоянки на притоке	Общее время стравливания и контроля восстановления давления в МКП, ч
Давление после стравливания	Давление в конце процесса стравливания, минимальное давление в процессе исследований МКП, МПа
Характер насыщения	Типы флюидов, отобранных при растравливании давления из МКП

Результаты анализа флюидов из межколонного пространства	
Место и условия отбора	Место и условия отбора проб флюидов из МКП
Плотность газа	Плотность пробы газа, отобранной из МКП кг/м^3
Плотность газа относительная	Относительная плотность пробы газа (по воздуху), кг/м^3
Содержание компонентов: сероводород, гелий, водород, углекислый газ, азот, метан , этан, пропан, изо-бутан, н-бутан, изо-пентан, н-пентан, psC6, psC7, psC8, psC9, остаток	Мольное содержание компонентов в пробе газа из МКП, мол.%
Характер насыщения газа	Результаты диагностики происхождения пробы газа по критериям (Старосельский, Мирзанджанзаде, Степанова)
Жидкость (характер насыщения, плотность, минерализация, pH)	Основные физико-химические параметры пробы жидкости из МКП: характер насыщения, плотность, минерализация, pH
Расчетный параметр	
Объем МКП	Возможный объем газонасыщенного пространства, рассчитанный по результатам гидродинамических исследований МКП
Параметры при ликвидации межколонного проявления	
МКП	Межколонное пространство
Дата закачки	Дата проведения работ по ликвидации МКП в формате день, месяц, год
Компания подрядчик	Информация о компании подрядчике, выполнившей работы по ликвидации МКП
Тип состава	Информация о составе, использованном при ликвидации МКП
Объем закачанного состава	Объем закачанного состава для ликвидации МКП, м3

Для классификации состояния МКП широко используется ранжирование по значению давления, создаваемому флюидами в межколонном пространстве [2]. Анализ имеющихся данных показал, что среди многих специфических параметров, помимо значения давления флюида в МКП возможно выделить такие характеристики межколонного пространства, как содержание водорода во флюиде МКП (индикатор процесса коррозии) и свободный объем МКП (параметр оценки возможности проведения работ по ликвидации МКД).

Фоновое содержание водорода в пластовом флюиде скважин составляет примерно 0,015% мол. Содержание водорода во флюиде МКП выше фонового значения свидетельствует о протекающих процессах коррозии в межколонном пространстве, возможно спровоцированных жизнедеятельностью сульфатредуцирующих бактерий.

Распределение скважин по содержанию водорода во флюиде межколонного пространства приведено на рисунке 1.

Скважина	МКП	V МКП, м3	C(H2), % мол.
30	273*406	3,42	0,001
32	273*406	4,06	0,003
33	245*340	17,12	0,006
24	340*508	0,8	0,009
25	245*340	0,8	0,009
13	273*406	0,33	0,022
29	245*340	3,26	0,028
16	245*340	0,48	0,031
17	340*508	0,48	0,031
12	273*406	0,217	0,049
6	273*406	0,08	0,052
22	340*508	0,64	0,063
3	245*340	0,04	0,065
23	273*406	0,67	0,085
31	245*340	3,96	0,104
11	273*406	0,18	0,111
34	273*406	18,41	0,121
26	245*340	0,82	0,161
28	273*406	3,21	0,163
14	245*340	0,358	0,191
15	245*340	0,43	0,231
9	245*340	0,1	0,248
7	406*508	0,08	0,276
27	245*340	2,19	0,566
19	245*340	0,51	0,651
21	273*406	0,55	0,855
5	273*406	0,055	1,191
10	245*340	0,1	1,263
18	245*340	0,495	2,586
1	340*508	0	2,635
4	273*406	0,05	2,666
20	245*340	0,51	3,082
2	340*508	0,02	3,552
8	340*508	0,09	4,132

Рисунок 1 – Распределение скважин по содержанию водорода во флюиде МКП

Сульфатредуцирующие бактерии обитают в анаэробных условиях, и отличаются способностью к переносу водорода с субстрата на сульфат как конечный акцептор электронов и, таким образом, к восстановлению сульфата до сульфида. Этот процесс называют диссимиляционной сульфатредукцией [7].

$$УВ + SO_4^{2-} \rightarrow H_2S + CO_3^{2-} + H_2O$$

Главным продуктом диссимиляционной сульфатредукции является сероводород, который затем взаимодействует с металлом обсадной колонны с образованием нерастворимого сульфида железа и водорода.

$$H_2S + Fe \rightarrow FeS + H_2$$

Во влажной среде ионизация железа может происходить и в анаэробных условиях. В присутствии сульфатредуцирующих бактерий и при наличии в среде сульфатов происходит катодная деполяризация, и тогда железо окисляется даже в отсутствии кислорода [7].

$$Fe + 2H_2O \rightarrow Fe(OH)_2 + H^2$$

Результаты жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий очень пагубно сказываются на целостности металла – происходит коррозия за счет образования сульфида железа и гидроксида железа. Также, существуют данные о способности сульфатредукторов к транспортировке ионов железа внутрь клетки и их использование для метаболических нужд [7].

Коррозии, вызванной жизнедеятельностью сульфатредукторов, подвергаются не только сплавы железа, но и цементный камень.

Исходя из данных об объеме притока газа из межколонного пространства в процессе стравливания и молярную концентрацию водорода в нем, можно рассчитать массу окисленного железа.

Таким образом, для образования количества водорода, зафиксированного в рамках актов гидродинамических исследований межколонного пространства 145*340 мм скважины 19 за период с 2015 по 2019 гг., был подвержен коррозии материал обсадной колонны общей массой 8,5 кг. Учитывая тот факт, что стравливание газа из МКП проводилось чаще всего без замеров и отборов проб для анализа, можно сделать вывод о большей массе поврежденного металла. В случае локализации (точечной коррозии) этот процесс представляет значительную опасность для целостности конструкции обсадной колонны.

Очевидно, что для дальнейшей эксплуатации таких скважин необходимо использование ингибиторов коррозии и биоцидов, подавляющих рост сульфатредуцирующих бактерий. Подбор конкретных марок ингибиторов коррозии и биоцидов требует проведения определенных опытно-промышленных работ по закачке указанных реагентов. В качестве скважин-кандидатов к проведению опытно-промышленных работ (ОПР) могут быть рекомендованы скважины, имеющие достаточный объем свободного межколонного пространства.

Объем свободного межколонного пространства – расчетный параметр, позволяющий оценить возможность проведения работ по закачке составов для ликвидации межколонных перетоков.

Расчет объема межколонного пространства, заполненного газом, можно выполнить по результатам гидродинамических исследований, если был зафиксирован объем газа и значения давлений до и после стравливания газа из межколонного пространства.

Расчет оценочного объема межколонного пространства выполнялся исходя из уравнения состояния газа:

$$V\text{мкп} \approx \frac{V\text{гди}}{P\text{нач} - P\text{кон}} \cdot 0{,}1, \text{ м}^3$$

где *V*мкп – объем МКП, заполненный газом, м^3,

*V*гди– объем притока газа при гидродинамических исследованиях, м^3,

*P*нач – начальное давление в межколонном пространстве, МПа,

*P*кон – давление после стравливания, МПа.

Распределение скважин по величине объема свободного межколонного пространства представлено на рисунке 2.

Предполагая достаточную величину объема свободного межколонного пространства для закачки на уровне 1 м^3 (необходимо уточнение при проведении ОПР), можно рекомендовать к проведению ОПР все скважины, объем МКП которых превышает указанное значение.

Скважина	МКП	V МКП, м3	C(H2), % мол.
1	340*508	0	2,635
2	340*508	0,02	3,552
3	245*340	0,04	0,065
4	273*406	0,05	2,666
5	273*406	0,055	1,191
6	273*406	0,08	0,052
7	406*508	0,08	0,276
8	340*508	0,09	4,132
9	245*340	0,1	0,248
10	245*340	0,1	1,263
11	273*406	0,18	0,111
12	273*406	0,217	0,049
13	273*406	0,33	0,022
14	245*340	0,358	0,191
15	245*340	0,43	0,231
16	245*340	0,48	0,031
17	340*508	0,48	0,031
18	245*340	0,495	2,586
19	245*340	0,51	0,651
20	245*340	0,51	3,082
21	273*406	0,55	0,855
22	340*508	0,64	0,063
23	273*406	0,67	0,085
24	340*508	0,8	0,009
25	245*340	0,8	0,009
26	245*340	0,82	0,161
27	245*340	2,19	0,566
28	273*406	3,21	0,163
29	245*340	3,26	0,028
30	273*406	3,42	0,001
31	245*340	3,96	0,104
32	273*406	4,06	0,003
33	245*340	17,12	0,006
34	273*406	18,41	0,121

Рисунок 2 – Распределение скважин по величине оценочного свободного объема МКП

Для доставки реагентов в межколонное пространство может быть использована жидкость, обладающая плотностью, достаточной для создания противодавления на межколонный флюид. При полном замещении газа на закачанную жидкость и отсутствии поглощения закачанной жидкости из межколонного пространства в пласты, расположенные по разрезу скважины, будет ликвидировано межколонное давление, и остановлен процесс коррозии.

В случае наличия поглощения жидкости и обратного прорыва газа необходимо проводить ремонтные работы по изоляции проявляющего пласта герметизирующими составами, в рецептуру которых включены ингибиторы коррозии и биоциды.

В качестве жидкости замещения возможно использование пресной воды или водных растворов солей различной концентрации, при условии соответствия необходимым значениям по плотности, коррозионной активности, доступности.

Возможные варианты жидкостей приведены в таблице 2

.

Таблица 2. – Плотности жидких веществ при 20°С

Жидкость	Плотность, г/см^3
Техническая вода	1,00
Водный раствор хлорида калия, 10%	1,06
Водный раствор хлорида калия, 30%	1,16
Водный раствор хлорида кальция, 20%	1,18
Водный раствор бромида натрия, 30%	1,28
Водный раствор бромида кальция, 30%	1,31
Водный раствор бромида цинка, 35%	1,38
Водный раствор иодида цинка, 30%	1,40
Водный раствор формиата цезия, 75%	2,14
Водный раствор формиата цезия, 83%	2,37

Выполнен расчет изменения давления на устье скважин для закачки технической воды и водных растворов различных солей в МКП 406*273 мм скважины 6 по формуле расчета гидростатического давления:

$$P\text{уст} = P\text{нач} - 0{,}0098 \cdot \rho \cdot g \cdot H, \text{ атм},$$

где Pнач – 105 атм (по результатам исследований МКП 406*273 мм скважины);
ρ – плотность закачиваемой жидкости, г/см^3,
g – ускорение свободного падения 9,81 м/с^2,
H – высота столба жидкости, м.

С помощью геофизических исследований определен источник МКД в скважине на глубине 784-925 м.

Расчет изменения давления на устье скважины при закачке жидкостей в МКП 406*273 мм скважины 6 приведен на рисунке 2.

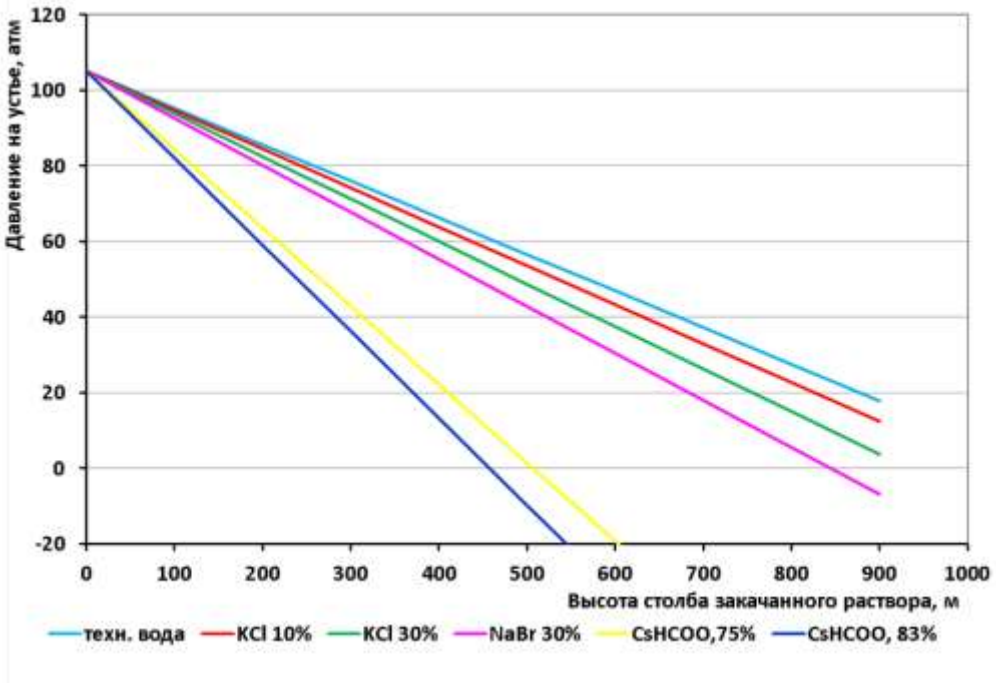


Рисунок 3 - Расчет изменения давления на устье скважины при закачке жидкостей в МКП 406*273 мм скважины 6

Расчеты показали, что закачка в межколонное пространство технической воды позволит значительно снизить межколонное давление, а закачка солевых растворов – полностью ликвидировать.

Для эксплуатационных скважин, имеющих достаточный свободный объем межколонного пространства выше определенного значения, предлагается подход к ликвидации МКД, включающий несколько этапов:

- расчет градиента пластового давления проявляющего пласта в межколонном пространстве;
- подбор жидкости, характеризующейся ньютоновским характером течения с плотностью превышающей градиент пластового давления;
- введение в состав закачиваемой жидкости ингибиторов коррозии и биоцидов для подавления роста сульфатвосстанавливающих бактерий;
- замещение флюида в межколонном пространстве на подобранную жидкость.

Предлагаемые к закачке жидкости в обязательном порядке должны пройти лабораторные исследования, в том числе на совместимость с флюидом межколонного пространства и степень взаимодействия с цементным камнем. Также необходимо

оценить коррозионную активность составов. После успешного прохождения лабораторных тестов они могут быть рекомендованы к использованию при ликвидации межколонных проявлений в рамках опытно-промышленных работ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Горбачева О.А.* Разработка и внедрение методов контроля и исследований скважин с межколонными давлениями на Астраханском ГКМ/ Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. – 2012.
2. *Фан Тиен Зун.* Борьба с межколонными давлениями в нефтяных скважинах/ Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. – 2006.
3. *Красильникова О.В.* Обеспечение промышленной безопасности при добыче сероводородсодержащего сырья на основе идентификации межколонных проявлений (на примере Астраханского ГКМ)/ Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. – 2006.
4. *Гасумов Р.А.* Возникновение флюидопроявляющих каналов в зацементированном пространстве скважин/ Р.А. Гасумов, И.Л. Осадчая, Э.Р. Гасумов и др.//Нефтепромысловое дело. – 2019. - №10. – С. 37-41.
5. Влияние геологических факторов на качество крепления глубоких скважин/ *Р.А. Гасумов, С.Б. Бекетов, А.Г. Керимов и др.*//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. - №1. – С. 12-15.
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015), п.1196.
7. Сульфатредуцирующие бактерии/ Википедия/ URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Сульфатредуцирующие_бактерии (дата обращения 25.11.2019).

УДК 620.193.013

Разработка безэлектролитного электрода сравнения для коррозионных изысканий
(Development of nonelectrolyte reference electrode for corrosion research)

Бондарь Михаил Алексеевич
Магистрант
ФГБОУ ВО УГНТУ
Научный руководитель: д.т.н., профессор Латыпов О.Р.

АННОТАЦИЯ

В настоящее время актуальность разработки безэлектролитных электродов сравнения обусловлена тем, что медно-сульфатные электроды (МСЭ) сравнения, применяемые в системах катодной защиты трубопроводов, изначально не были предназначены для эксплуатации на трубопроводах. При длительном применении МСЭ происходит ускорение процесса электрохимической коррозии трубопровода. В настоящее время происходит активная разработка модификаций безэлектролитного электрода сравнения на базе различных контактных пар.

ABSTRACT

The relevance of the development of nonelectrolyte comparison electrodes is because copper sulfate electrodes comparison used in cathodic protection systems of pipelines were not originally intended for operation on pipelines. Long-term use of copper sulfate electrodes accelerates the process of electrochemical corrosion of the pipeline. Currently, there is an active development of modifications without an electrolyte reference electrode based on different contact pairs.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Электроды сравнения, медно-сульфатные электроды сравнения, безэлектролитный электрод сравнения, электрохимическая защита от коррозии.

KEYWORDS

Reference electrodes, copper sulfate reference electrodes, nonelectrolyte reference electrode, cathodic protection.

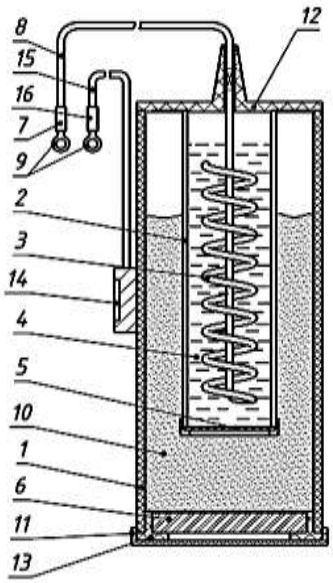
ВВЕДЕНИЕ

Электроды сравнения – электрохимические системы, предназначенные для измерения электродных потенциалов. Необходимость их использования обусловлена невозможностью измерения величины потенциала отдельного электрода. Применяется, в частности, в составе электролитических ячеек.

АКТУАЛЬНОСТЬ

В настоящее время актуальность разработки безэлектролитных электродов сравнения обусловлена тем, что используемые в течение более полувека медно-сульфатные электроды (МСЭ) сравнения в системах катодной защиты трубопроводов изначально не были предназначены для использования на трубопроводах (рисунок 1). На момент начала их эксплуатации других электродов для коррозионных изысканий разработано еще не было. Принцип работы МСЭ, основанный на использовании насыщенного электролита в условиях длительной автономной эксплуатации в системах электрохимической защиты (ЭХЗ) трубопроводов, крайне отрицательно сказывается на сроке их службы и стабильности потенциала, особенно в грунтах с пониженной

влажностью, содержащих хлорид-ионы, а также расположенных в зонах многолетней мерзлоты и глубокого промерзания почвы.



1 - Внешний корпус; 2 – Внутренний корпус; 3 – Медный электрод; 4 – Медный купорос; 5 – Ионообменная мембрана; 6 – Пористая диафрагма; 7 – Информационная бирка электрода; 8 – Соединительный провод электрода; 9 – Кабельные наконечники; 10 – Контактная масса; 11 – Заглушка; 12 – Верхняя крышка; 13 – Нижняя крышка; 14 – Вспомогательный электрод; 15 – Соединительный провод вспомогательного электрода; 16 – Информационная бирка вспомогательного электрода

Рисунок 1 – Принципиальная схема медно-сульфатного электрода сравнения

Следует также отметить принципиальную несовместимость данных электродов с используемым в России методом вспомогательного электрода (ВЭ). Медь, попадая в грунт из МСЭ, оседает на поверхности ВЭ и приводит к его деградации. В результате получается, что ЭХЗ не тормозит, а ускоряет процессы коррозии.

По данным внутритрубной дефектоскопии, в грунтах с высокой агрессивностью скорость коррозии составляет более 1 мм/год, в то время как возможности ЭХЗ в лабораторных условиях оцениваются величиной порядка 0,01 мм/год, а в производственных – 0,1 мм/год.

В последнее время приобретают актуальность безэлектролитные электроды сравнения. Например, безэлектролитный сухой электрод сравнения типа СЭС-1 для измерения потенциала грунта представляет собой пластину из пористой нержавеющей стали, электрически связанной резистором с анодом, выполненным из стали, имеющей более отрицательный потенциал в грунте, чем электрод. При установке в грунт электрод и анод замыкается сопротивлением грунта и под воздействием разности потенциалов между электродом и анодом возникает постоянный ток, величина которого определяется резистором. Под действием тока происходит выделение водорода из влаги грунта. По мере насыщения водородом влаги, прилегающей к электроду и находящейся в его порах, на электроде устанавливается стационарное значение потенциала. По принципу действия, основанному на наводороживании электрода, и протекающими при этом потенциалопределяющими электрохимическим реакциям, электрод СЭС-1 можно рассматривать как псевдоводородный. Электрод устанавливается стационарно в грунт с выводом измерительных проводов в контрольно-измерительный пункт (КИП). На данном этапе определяется возможность применения безэлектролитного электрода сравнения для лабораторных и полевых испытаний.

При сохранении достоинств предшественника в электроде СЭС-2 достигнуто существенное снижение зависимости потенциала от внешних условий благодаря установке полуэлементов электрода в корпус с наполнителем на основе гипса, замене балластного токозадающего резистора на потенциометр и подключению измерительного провода к движку потенциометра (рисунок 2). Электрод СЭС-2 содержит цилиндрический корпус (1), в дно которого установлены датчик поляризации (2) и на минимальном расстоянии от него – влагопроницаемая мембрана (3), соединенные между собой потенциометром (4), цинковый анод (5) и катод (6) из нержавеющей стали, установленные в наполнитель (7), измерительный провод (8) с клеммным наконечником «Э», подключенный к движку потенциометра (4), и провод с клеммой D, подключенный к датчику поляризации (2). Электрическая схема электрода защищена герметиком (9). По принципу работы электрод СЭС-2 аналогичен СЭС-1: псевдо-электролит, как и в СЭС-1, формируется из влаги грунта путем пропускания через него постоянного тока от внутреннего микрогенератора длительного действия, образованного полуэлементами электрода. Минимальная пористость наполнителя позволила сделать уровень влажности в «реакционном объеме» независимым от влажности внешней среды (грунт, вода), при этом стабилизируется и концентрация водорода, которая определяется не внешним, а «собственным» водородом.

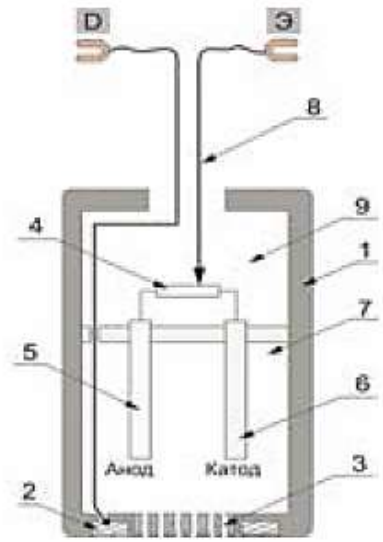


Рисунок 2 – Безэлектролитный электрод сравнения типа СЭС-2

Идея создания безэлектролитного электрода сравнения основана на том, что после введения в грунт электролит, необходимый для нормальной работы электрода формируется путем насыщения прилегающей влаги и самого электрода водородом при пропускании через него электрического тока. Отсутствие собственного (стандартного) электролита и мембранной перегородки между электролитом и внешней средой (грунт, вода) приводит к тому, что величина стационарного потенциала безэлектролитного электрода становится зависимой от ряда специфических условий. Это, прежде всего влажность и кислотность грунта, материал рабочей поверхности электрода, его пористость и степень наводороживания пор электрода. Эта нестабильность собственного потенциала электрода устраняется конструктивными и методическими решениями. При этом суммарная нестабильность потенциала составляет ±0,050 в и соизмерима с нестабильностью типового электрода типа ЭНЕС-1. Кроме того, эта нестабильность применительно к условиям долговременной эксплуатации в условиях конкретного КИП трубопровода становиться постоянной и при необходимости снижается в несколько раз

путем калибровки с помощью образцового электролитного электрода. Техническими и программными средствами шкала измерений с помощью безэлектролитного электрода легко приводится к принятой на магистральных трубопроводах шкале по медно-сульфатному электроду.

После введения в грунт электрода сравнения СЭС, необходимый для его нормальной работы электролит формируется из прилегающей влаги путем ее насыщения водородом. То есть, электроды СЭС по ряду факторов (неравновесность, область применения, рабочий диапазон значений pH, стабильность, точность, время выхода на рабочий режим) не соответствуют известному водородному, в то же время, учитывая использование водорода, предлагаемый электрод можно назвать псевдоводородным.

Рассмотрим основные закономерности поведения водородного электрода при его поляризации в гальваностатическом режиме при включении и выключении тока. Обширные экспериментальные данные различных научных школ как отечественных, так и зарубежных убедительно подтверждают справедливость уравнение Тафеля в стационарных условиях для широкого диапазона плотности токов и практически всех металлов в водных электролитах с различной кислотностью

$$E = a + b \cdot lg(i),$$

где E – поляризационный потенциал электрода;

i – плотность тока поляризации;

a и b – константы, причём b = 0,118 для всех металлов и электролитов, а величина a – зависит от величины тока обмена.

Следует отметить, что потенциал электрода по уравнению Тафеля устанавливается не сразу, а по истечении определённого времени

Известна зависимость потенциала палладиевого электрода в гальваностатических условиях при включении тока (плотность тока -20 мкА/см^2) в течение от 0 до 60 сек и выключенном токе после 60 секунд в 2Н растворе серной кислоты и пропускании водорода при 1 атмосфере. Эти экспериментальные данные относятся к поляризации обычного водородного электрода, который использовался в качестве образцового при разработке электрода СЭС.

Однако при стационарной установке электрода на конкретном контрольно-измерительном пункте (КИП) трубопровода влияние этих закономерностей приобретает систематический характер (рисунок 3). Это позволяет при необходимости исключить возникающую при этом систематическую составляющую ошибки измерения путем калибровки электрода СЭС после его установки в грунт с помощью образцового электролитного электрода.

Процесс формирования электрода сравнения можно представить в виде следующей упрощенной схемы:

O_2(в порах электрода) → O_2(раствор) [1]

0,5 O_2 (раствор) + 2e +2H^+ = H_2O [2]

2H_2O +2e = 2H_2 +2OH^- [3]

2OH^- (поры электрода) → диффузия в глубь грунта [4]

H_2 → частичная диффузия водорода в глубь грунта и металла [5]

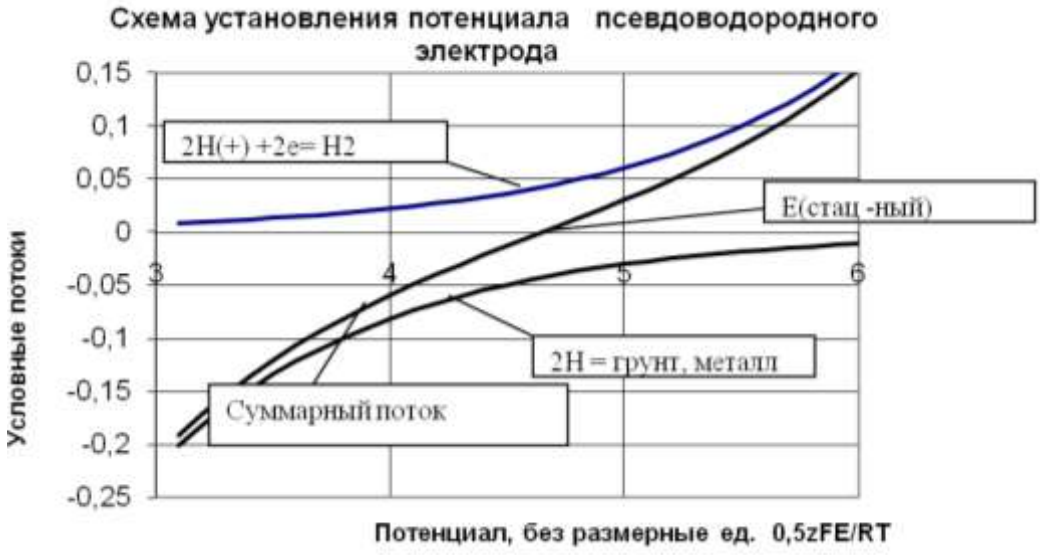


Рисунок 3 - Формирование потенциала электрода СЭС

Стоит учитывать, что водород, получающийся в процессе наводораживания на процедуры методик выполнений измерений защитного потенциала при использовании электродов СЭС и ЭНЕС аналогичны. Необходимо учитывать только то, что потенциал электрода СЭС ближе к водородному электроду и отличается от потенциала медно-сульфатного ЭНЕС на постоянную величину $E_{СЭС}$ со знаком минус. Чтобы пересчитать значение защитного потенциала относительно ЭНЕС необходимо от результата измерений вычесть величину $E_{СЭС}$. Поскольку, электроды СЭС применяются как дополнение, а в некоторых случаях, и как альтернатива электродам ЭНЕС, необходимо убедится по обеспечению надежного контакта с землей и величине нестабильности собственного потенциала. Нестабильность собственного потенциала установленных электродов СЭС не превышает ±20 мВ. В связи с чем, электроды СЭС применяются для измерения потенциала газопровода.

Для обоснования требований по точности к электроду сравнения длительного действия (ЭСДД) как опорному средству измерений (СИ) эффективности электрохимической защиты от коррозии и оценки возможности решения данной задачи в целом запишем уравнение первичных погрешностей метода вспомогательного электрода (ВЭ) в следующем виде:

$$\Delta M = \pm\Delta ЭС \pm \Delta ВЭ \pm \Delta ИП \pm \Theta \text{ [1]},$$

где ΔM – суммарная погрешность метода ВЭ;

$\Delta ЭС$, $\Delta ВЭ$ – основные погрешности ЭСДД и ВЭ;

$\Delta ИП$ – основная погрешность измерительного прибора;

Θ - суммарное значение дополнительных погрешностей, вызванных блуждающими токами; омическими потерями; несоответствием потенциалов коррозии трубы и ВЭ как ее модели; несоответствием тока катодной защиты току коррозии; использованием грунта как проводника тока; неидентичностью коррозионных условий или другими факторами, искажающими результаты измерения.

Большое количество дополнительных погрешностей Θ вызвано тем, что метод ВЭ является классическим примером косвенных измерений на модели трубы – ВЭ вследствие невозможности проведения более точных прямых измерений на оголенной стенке трубы. Погрешности ЭСДД ($\Delta ЭС$) и измерительного прибора ($\Delta ИП$) нормируют производители данных средств измерений (СИ), в то время как погрешности $\Delta ВЭ$ и, как

и суммарная погрешность метода ВЭ в целом (ΔМ), в действующей нормативно-технической документацией не рассматриваются. Запишем основную погрешность метода ВЭ в следующем общем виде:

$$\Delta ВЭ = \pm Еф - Енд,$$

где Еф – фактическое стационарное значение потенциала ВЭ на конкретном контрольно-измерительном пункте (КИП);

Енд = –0,75 В по МСЭ – принятое в нормативно-технической документации по умолчанию значение потенциала ВЭ.

В зависимости от конкретных условий эксплуатации – содержания кислорода и солей в грунте, наводороживания при перезащите и особенно омеднения под воздействием вытекшего электролита из МСЭ – значение ΔВЭ ВЭ по результатам фактически проведенных замеров может отклонятся от принятого до ±300 мВ за 5–7-летний период эксплуатации. Это многократно превышает допустимую принятую погрешность ΔМ = 40 мВ (таблица 1).

Таблица 1 - Протокол измерений собственного потенциала безэлектролитных сухих электродов СЭС-2ЭХЗ относительно переносного хлорсеребряного электрода на участке № 1 (по данным ООО «Газпром Трансгаз Томск»).

Участок опытно - промышленной эксплуатации	Собственный потенциал электрода, мВ		Отклонение	
	При установке 02.10.2015	При контрольном измерении 19.05.2017	мВ	%
Участок №1	1035	1038	3	0,29
	1030	1028	2	0,19

Для оценки влияния погрешности, вносимой гетерогенностью грунта, работу предлагаемого электрода проводили в двух видах грунтов. На данном этапе исследовательской работы производили симуляцию работы гальванической пары с графитом и следующими материалами:

- Ст 3 (49,4х10,5х2 мм, площадь образца 1277 мм^2);
- Сталь 45 (57х25 х3 мм, площадь образца 3342 мм^2)
- Сталь 12Х18Н10Т (50х10,30х1,85 мм, площадь образца 1253,11 мм^2);
- Сталь 10Х17Н13М2Т (81х25х4 мм, площадь образца 4898 мм^2);
- Графит (8х16х29 мм, площадь образца 1648 мм^2).

На рисунке 4 показана принципиальная схема измерений. На рисунке 5 показан ход измерений во влажном песчаном грунте.

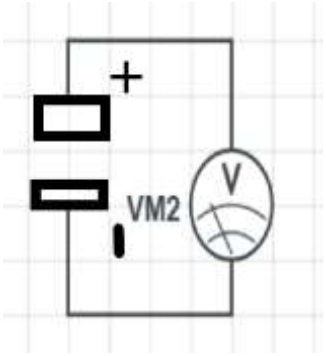


Рисунок 4– Принципиальная схема измерений



Рисунок 5 – Ход измерений во влажном песчаном грунте

В качестве испытуемой среды использовали чернозем и песок с различными значениями влажности грунта (от 10 до 35 %). Все измерения проводили при стационарном расстоянии между электродами в 30 мм. Целью исследования являлось со стабильное достижение значений потенциала в 0,3 В между контактной парой материалов. Результаты исследования приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Зависимости разности потенциалов контактной пары различных материалов в черноземе от его влажности.

Значения потенциала для образцов, В/ Влажность грунта, %	10	15	20	25	30	35
Ст 3	0,316	0,450	0,490	0,410	0,477	0,453
Сталь 45	0,330	0,366	0,444	0,458	0,360	0,358
12Х18Н10Т	0,290	0,240	0,224	0,200	0,184	0,167
10Х17Н13М2Т	0,021	0,028	0,053	0,072	0,138	0,158

Таблица 3 - Зависимости разности потенциалов контактной пары различных материалов в песке от его влажности.

Значения потенциала для образцов, В/ Влажность грунта, %	10	15	20	25	30	35
Ст 3	0,416	0,550	0,590	0,560	0,589	0,574
Сталь 45	0,430	0,460	0,477	0,488	0,495	0,510
12Х18Н10Т	0,298	0,282	0,310	0,232	0,347	0,225
10Х17Н13М2Т	0,135	0,185	0,225	0,240	0,254	0,275

По полученным значениям построили зависимости разности потенциалов контактной пары материалов в черноземе (рисунок 6) и песке (рисунок 7).

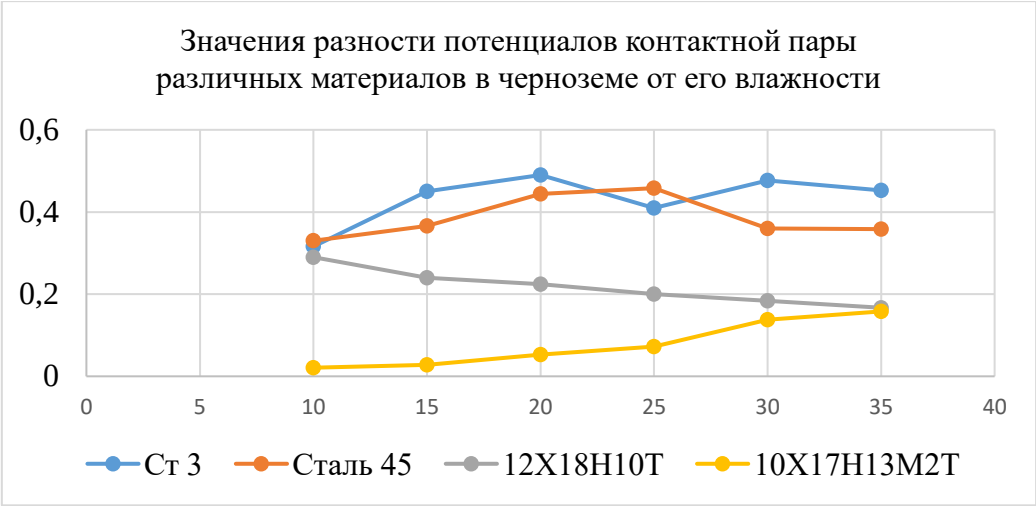


Рисунок 6 – Зависимости разности потенциалов контактной пары различных материалов в черноземе от его влажности

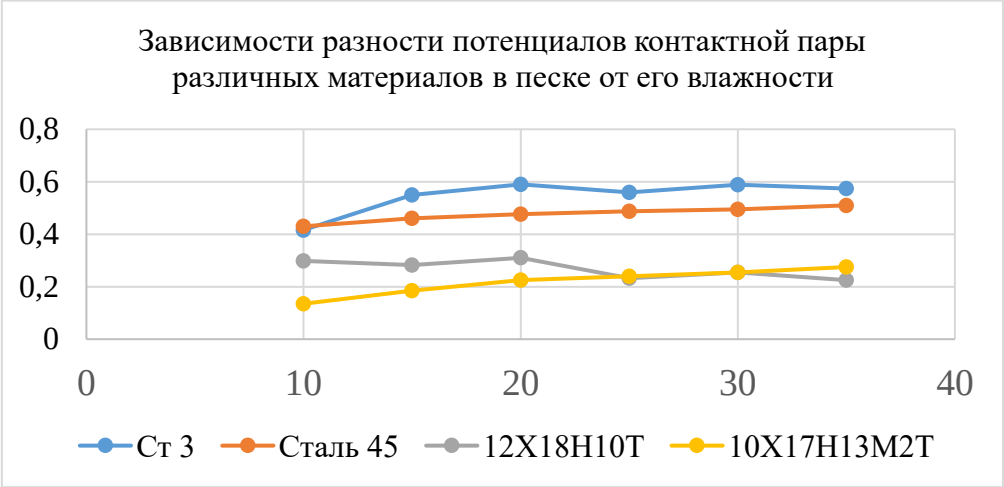


Рисунок 7 - Зависимости разности потенциалов контактной пары различных материалов в песке от его влажности

Результаты исследования показали, что при повышении влажности грунта гальванический элемент, созданный из контактной пары любых материалов, начинает работать более эффективно. Наибольшую стабильность проявила контактная пара «графит – хромоникелевая сталь аустенитного класса 12Х18Н10Т». Таким образом можно утверждать, что применение безэлектролитного электрода сравнения допустимо для грунтовых условий, и имеет ряд преимуществ по отношению к МСЭ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результат исследований на данной стадии показывает, что безэлектролитные электроды сравнения имеют более длительный срок службы соизмеримый со сроком службы трубы, малые габариты и вес, устанавливается на глубину укладки трубопровода вручную без привлечения тяжелой техники, устойчив к содержанию в грунте хлорид-ионов, пониженной влажности грунта и к отрицательным температурам, более низкую стоимость, которая в несколько раз ниже, чем схожий по характеристикам электрод ЭНЕС.

При этом, такие электроды сравнения позволяют существенно снизить эксплуатационные расходы на электрохимическую защиту магистральных трубопроводов особенно в сложных условиях Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера, а также не загрязняют окружающую среду токсичной медью.

Результаты исследования показали, что при повышении влажности грунта гальванический элемент, созданный из контактной пары любых материалов, начинает работать более эффективно. Наибольшую стабильность проявила контактная пара «графит – хромоникелевая сталь аустенитного класса 12Х18Н10Т». Таким образом можно утверждать, что применение безэлектролитного электрода сравнения допустимо для грунтовых условий, и имеет ряд преимуществ по отношению к МСЭ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Пат. 178871 Российская Федерация, МПКС23F13/00. Электрод сравнение длительного действия. / *Худяков М.А., Латыпов О.Р., Смирнов Ю.М.*; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО УГНТУ. – № 2017112133; заявл. 10.04.2017, опубл. 20.04.2018, Бюл. № 11. – 5 с: ил.

2. *Бондарь М.А., Латыпов О.Р., Черепашкин С.Е.* Оценка эффективности инверторных катодных станций на примере станции катодной защиты КСЭР-02-ВЧК-МК-ТС // Коррозия Территории Нефтегаз. – 2019. – № 2 (42). – С. 84-86.

3. *Иванов Ю.А.* Безэлектролитные сухие электроды сравнения для длительной автономной эксплуатации на трубопроводах // Коррозия территории «Нефтегаз». – 2017. – №4. – С. 18-25.

4. *Чучкалов М.В., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Черепашкин С.Е., Лаптев А.Б., Закирьянов Р.В., Зозулько Р.А.* Исследование сорбции грунтом водорода, выделяющегося при коррозии газопровода под изоляцией // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 5 (121). – С. 64-74. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-64-74.

5. *Зозулько Р.А., Чучкалов М.В., Лаптев А.Б., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е.* Влияние различных факторов на эмиссию водорода под изоляционным покрытием газопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 1 (117). – С. 57-72. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-57-72.

6. *Иванов Ю.А.* Опыт эксплуатации безэлектролитных сухих электродов сравнения длительного действия СЭС-2ЭХЗ / Ю.А. Иванов и др. // Коррозия территории «Нефтегаз». – 2017. - №3. - С. 52-56.

Исследование синергетических закономерностей формирования сигналов акустической эмиссии с учетом рассеяния магнитного потока в зонах концентрации напряжений ферромагнитных материалов для повышения точности определения их остаточного ресурса

(Investigation of synergetic patterns of acoustic emission signals formation taking into account magnetic flux leakage in zones of ferromagnetic materials stress concentration to increase accuracy of determination of their residual life)

Борейко Дмитрий Андреевич[1], Быков Игорь Юрьевич[2],
[1]Доцент, к.т.н., [2]Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
ФГБОУ ВО «УГТУ»

АННОТАЦИЯ

Целью исследований является установление функциональных зависимостей параметров акустической эмиссии с параметрами рассеяния магнитного потока в ферромагнитных сталях с искусственным дефектом. Для достижения цели проведены испытания на статическое растяжение стандартных образцов с изготовленными на их поверхности искусственными дефектами различного размера и ориентации, имитирующими поверхностную трещину, с параллельной фиксацией акустической эмиссии и напряженности магнитного поля рассеяния в дефектной зоне. По результатам испытаний установлено существование зависимости средней амплитуды сигналов акустической эмиссии и градиента напряженности магнитного поля рассеяния в зоне искусственного дефекта. Полученные зависимости предполагается использовать для совершенствования методик оценки технического состояния нефтегазового оборудования при проведении неразрушающего контроля и оценки его остаточного ресурса с учётом дефектной структуры металла.

ABSTRACT

The aim of the investigations is to establish functional dependencies of acoustic emission parameters with magnetic flux leakage parameters in ferromagnetic steels with artificial defect. In order to achieve the object, tests were carried out for static stretching of standard samples with artificial defects of different size and orientation made on their surface, simulating surface crack, with parallel fixation of acoustic emission and intensity of magnetic field of scattering in the defective area. According to the results of the tests, the existence of dependence of the average amplitude of acoustic emission signals and the gradient of the magnetic field intensity of scattering in the zone of artificial defect was found. The obtained dependencies are supposed to be used to improve the methods of assessment of the technical condition of oil and gas equipment during non-destructive testing and assessment of its residual life taking into account the defective metal structure.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Акустическая эмиссия, рассеяние магнитного потока, диагностика, дефект, неразрушающий контроль, разрушение, растяжение, сталь, нефтегазовое оборудование.

KEYWORDS

Acoustic emission, magnetic flux leakage, diagnostics, defect, nondestructive testing, destruction, stretching, steel, oil and gas equipment.

Актуальность

В настоящее время в буровой, нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей отраслях промышленности наиболее остро стоит вопрос и

проблема максимально точного и достоверного продления срока безопасной эксплуатации оборудования и конструкций, эксплуатируемых на опасных производственных объектах (ОПО), что связано, в первую очередь, с безопасностью для жизни и здоровья человека [1]. Такого оборудования, как и самих ОПО, в указанных отраслях практически 90%, то есть практически каждый объект, каждая единица оборудования должны проходить техническое освидетельствование, расчёт ресурса и срока безопасной эксплуатации. Ещё большую актуальность этот вопрос принимает, когда речь идёт об оборудовании или конструкции, эксплуатируемых уже за пределами своего проектного срока [2].

Мероприятия по оценке и продлению сроков безопасной эксплуатации, в свою очередь, проводятся в рамках экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) ОПО, являющейся целым комплексом мероприятий, в который обязательно входит диагностика и неразрушающий контроль методами, регламентированными государственными и отраслевыми стандартами [3, 4]. Работы по ЭПБ ОПО проводят специализированные независимые экспертные организации, которые, в последние годы, всё активнее кооперируются с научно-образовательными организациями (вузами, НИИ) с целью повышения качества результатов экспертизы за счёт дополнительного анализа, лабораторных исследований и научно обоснованных выводов на основе стандартных измерений. Такого рода кооперация в совокупности с государственной поддержкой разного уровня приносит ощутимый результат и синергетический эффект не только в отношении повышения качества экспертизы, но и многих других направлениях (научные исследования, учебный процесс, практика и трудоустройство студентов). Ярким примером тому является грантовая поддержка РФФИ одного конкретного исследования синергетических закономерностей формирования сигналов акустической эмиссии с учетом рассеяния магнитного потока в зонах концентрации напряжений ферромагнитных материалов для повышения точности определения их остаточного ресурса (проекта № 18-38-00136 «мол_а»), которое проводится при поддержке ФГБОУ ВО «УГТУ», а также заинтересованных во внедрении экспертных организаций ООО «ЭкспертСтрой» (г. Ухта) и «молодого» ООО «Малое инновационное предприятие Инжиниринговый центр УГТУ», созданного совместно с экспертной организацией ООО «Ростехнопрогресс» (г. Ижевск).

Методика и методы проведения исследований

Существующие методики проведения технического диагностирования и неразрушающего контроля, как правило, разрабатываются на конкретные виды (или группы) оборудования (конструкций), при этом, в данных методиках описывается некий необходимый и достаточный комплекс стандартных методов, предписанный применять в некоторой последовательности или без требований к последовательности их применения. Указанные методики достаточно успешно и давно реализуют широко известный принцип о том, что техническое освидетельствование оборудования не может быть осуществлено одним или двумя методами контроля. Однако, эффективность существующих методик можно и нужно повышать за счёт совместной интерпретации тех методов неразрушающего контроля, которые с помощью различных по своей природе физических явлений способны оценивать одни и те же деградационные процессы, связанные со старением, коррозией [5] или прочими эксплуатационными дефектами в металле оборудования и конструкций. В рамках исследований такими методами являются метод акустической эмиссии (АЭ) и метод регистрации полей рассеяния магнитного потока (magnetic flux leakage, MFL) [6]. Причем, метод АЭ используется преимущественно для локализации зон повышенных механических напряжений [7], связанных, как правило, с развивающимися дефектами; а MFL – для

косвенной количественной оценки уровня (или интенсивности) напряжений в этих зонах.

Исследование направлено на углубленное и комплексное изучение всевозможных зависимостей основных информативных параметров указанных выше методов. Ранее авторами была подтверждена гипотеза о том, что механизмы методов АЭ и MFL порождаются единым физическим явлением – деформационной перестройкой структуры металлов под воздействием внешних нагрузок и содержат единый массив информации [8], совместная интерпретация которой представляет практический интерес с точки зрения совершенствования методических подходов к оценке остаточного ресурса или в целом технического состояния объекта.

Были исследованы испытательные образцы, изготовленные из наиболее распространенных конструкций существующего нефтегазового оборудования, эксплуатируемых на опасных производственных объектах в нефтегазовой промышленности – сталь марки 09Г2С, которая применяется для различных деталей и элементов сварных металлоконструкций, работающих при температуре от –70 до +425°С под давлением.

Кроме того, дополнительным вторым этапом исследований по гранту РФФИ предполагается проведение испытаний образцов из высокопрочных сталей нового поколения класса прочности от К60 до К65, применяемых на большинстве вводимых и эксплуатируемых магистральных газопроводах, таких как «Бованенково-Ухта», «Сила Сибири» и других, т. к. в ближайшие годы любые научные результаты, имеющиеся по таким стратегически важным для энергетической безопасности страны объектам, могут получить высокую степень востребованности у производственных предприятий, эксплуатирующих их, в частности, ПАО «Газпром».

Целью исследований является установление функциональной зависимости параметров метода АЭ от магнитных параметров метода MFL в зоне искусственного дефекта и разработка рекомендаций по применению полученных результатов в практике диагностики и неразрушающего контроля.

Для достижения поставленной цели проведены лабораторные исследования на разрыв стандартных образцов с искусственными дефектами. При обосновании формы испытательных образцов, в первую очередь, учитывался вид проводимых испытаний, а именно – испытания на растяжение до разрушения. С учётом необходимости дальнейшего изготовления в испытательных образцах искусственных дефектов, наиболее целесообразно применять плоские образцы, позволяющие наиболее просто изготавливать на них дополнительные технологические элементы методом фрезерования [9]. Так же на образцах необходимо нанесение искусственного дефекта. На этапе проведения анализа возможных вариантов нанесения искусственных дефектов были рассмотрены различные варианты, в том числе фрезерование, однако выбран простой и надежный способ – вдавливание заточенного зубила заданной ширины и длины на заданную глубину при помощи гидравлического пресса. На рисунке 1 показан процесс и результат изготовления искусственных дефектов в испытательном образце.



Рисунок 1 – Процесс и результат изготовления искусственных дефектов

Таким образом, было принято решение о нанесении искусственных дефектов механическим способом путем вдавливания зубила на заданную глубину 2 мм, которая контролируется непосредственно на зубиле по нанесённой риске. Такой вид дефекта обоснован простотой и доступностью его изготовления, а также удобством и простотой обеспечения и сохранения единства условий при проведении испытания, что очень важно при лабораторных исследованиях. Все дефекты изготавливаются одинаковой ширины, но различной длины (от 2 до 20 мм с шагом 2 мм), тем самым условно моделируется рост поверхностной трещины. Было изготовлено 2 партии образцов (с моделями поперечной трещины и продольной трещин), а также несколько образцов без дефекта, чтобы оценить деформационное поведение бездефектного образца.

Точно такие же модели были выполнены в программе КОМПАС-3D и переданы для конечно-элементного анализа в программный комплекс SolidWorks для предварительной оценки напряженно-деформированного состояния.

Далее были проведены непосредственно испытания с фиксацией сигналов АЭ и сканированием магнитных полей рассеяния на поверхности в области дефекта по следующей методике:

1. Перед проведением первого нагружения производится замер напряженности магнитного поля образца по средней образующей вдоль дефекта.
2. Производится нагружение до следующих величин нагрузок с паузами на каждой из них, кН: 100, 110, 120, 130, …, (разрушение), а также параллельной непрерывной фиксацией АЭ на протяжении всего эксперимента.
3. На каждой из пауз производится повторное сканирование напряженности магнитного поля на поверхности.
4. Нагружение производится до достижения пиковой нагрузки, которая контролируется по изменению графика на ЭВМ, и сканируется напряженность магнитного поля на паузе (зона упрочнения).
5. Следующее нагружение производится после пиковой нагрузки при обнаружении резкого изменения направления графика нагружения (зона ползучести), и сканируется напряженность магнитного поля на паузе.
6. Каждое последующее нагружение производится в зоне ползучести стали до нагрузок, при которых наблюдаются крупные выбросы сигналов АЭ из обследуемой зоны. На каждой нагрузке выдерживается пауза и сканируется напряженность магнитного поля образца.
7. Образец полностью разрушается.

Описание полученных и ожидаемых результатов

Предварительными испытаниями образцов установлено, что промежуток 0...130 кН соответствует «области упругости» материала образца, 130...150 кН – «области текучести», 150 кН ... (разрушение) – «области ползучести». При этом деформационное поведение образцов с продольным и поперечным дефектом отличается сравнительно существенно, так же, как и образца без дефекта. На рисунке 2 представлены графики «нагрузка-деформация» для образца с дефектом 10 мм (продольной и поперечной ориентации), а также образца без дефекта.

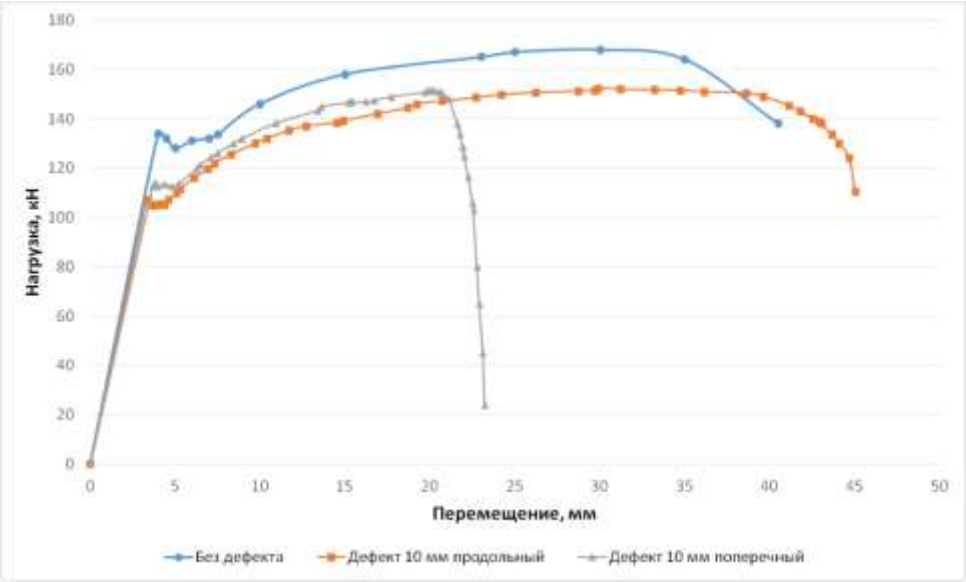


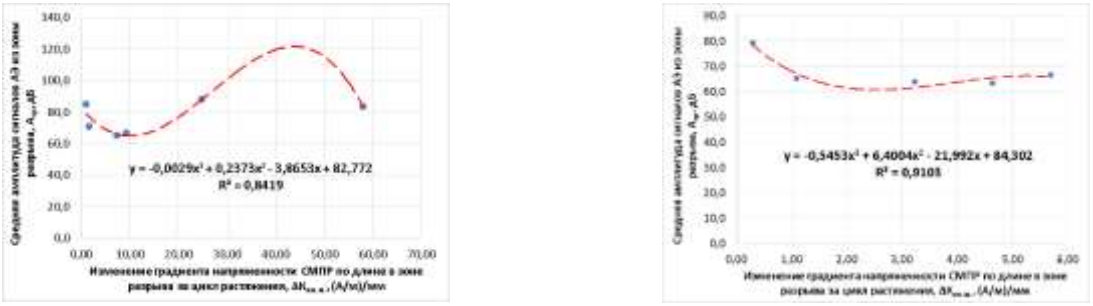
Рисунок 2 – Сравнительный график «нагрузка-деформация»

Как видно из графиков, образец без дефектов достигает большей пиковой нагрузки, чем остальные, прежде, чем деформационно-деградационные процессы структуры металла перейдут в «зону ползучести». Однако наблюдается, что образец с продольным дефектом удлиняется гораздо больше перед разрывом, чем образец без дефекта. Это, вероятно, объясняется перераспределением касательных напряжений по сечению образца, особенно вдоль искусственного дефекта. Образец с поперечным дефектом ожидаемо разрушается при гораздо меньшем удлинении, но пиковая нагрузка несколько больше, чем у образца с продольным дефектом. Указанная специфика в настоящее время интерпретируется авторами с точки зрения механики разрушения.

Собранные по результатам испытаний экспериментальные данные были подвергнуты обработке на предмет обнаружения искомых функциональных зависимостей. Анализировались следующие параметры:

- нагрузка во время паузы P, кН;
- изменение нагрузки от старта до паузы ΔP, кН;
- количество зафиксированных сигналов АЭ из исследуемой зоны N, шт;
- средняя амплитуда сигналов АЭ, зафиксированных из исследуемой зоны $A_{ср}$, дБ;
- напряженность магнитного поля рассеяния (средняя по двум каналам) в зоне разрыва $H_р$, А/м;
- изменение напряженности магнитного поля рассеяния (среднее по двум каналам) в зоне разрыва $\Delta H_р$, А/м;
- градиент напряженности магнитного поля рассеяния (средний по двум каналам) в зоне разрыва $К_{ин.м.}$, (А/м)/мм;
- изменение градиента напряженности магнитного поля рассеяния (средний по двум каналам) в зоне разрыва $\Delta К_{ин.м.}$, (А/м)/мм.

В результате проведенного анализа установлена зависимость между параметром средней амплитуды $A_{ср}$ и параметрами $H_р$, $\Delta H_р$, $К_{ин.м.}$, $\Delta К_{ин.м.}$, а также некоторых из этих величин между собой, независимо от амплитуды сигналов АЭ. На рисунке 3 представлены, например, зависимости «$\Delta К_{ин.м.}$-$A_{ср}$» для образца с дефектом длиной 8 мм.

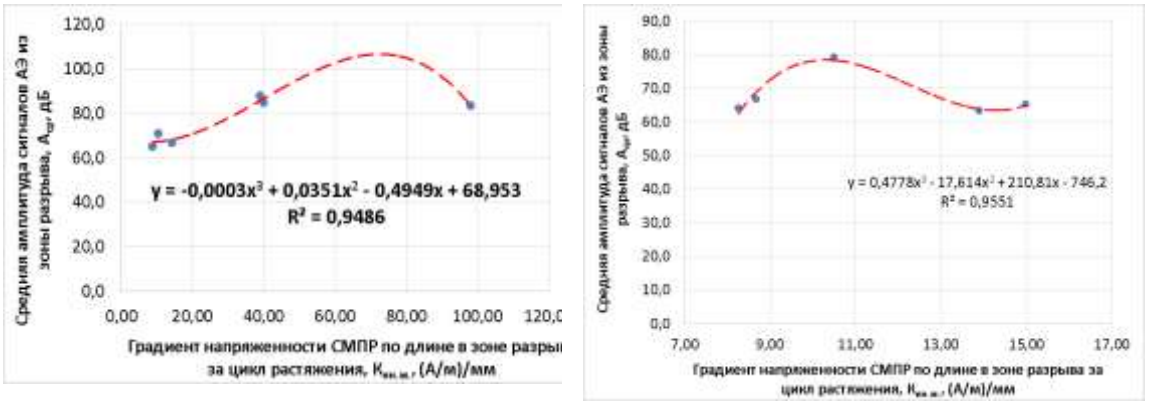


а б

а – поперечный дефект; б – продольный дефект

Рисунок 3 – Зависимости «$\Delta К_{ин.м.}$-$А_{ср}$» для образца с дефектом длиной 8 мм

Как видно из графиков зависимость определяется полиномом третьей степени. Коэффициент детерминации в случае с продольным дефектом 0,91 в сравнении с поперечным – 0,84. На рисунке 4 представлена зависимость «$К_{ин.м.}$-$А_{ср}$» так же для образца с дефектом длиной 8 мм.



а б

а – поперечный дефект; б – продольный дефект

Рисунок 4 – Зависимости «$К_{ин.м.}$-$А_{ср}$» для образца с дефектом длиной 8 мм

Из графиков рисунка 4 видно, что зависимость также имеет характер полинома третьей степени. Это подтверждает, что всплески АЭ, генерируемые при росте дефекта, сопровождаются определённым изменением напряженности магнитного поля, порождаемым перестройкой структуры металла в дефектной зоне. Таким образом, уровень внутренней энергетики при перестройке структуры материала под воздействием внешних деформационных сил оценивается с одной стороны параметром амплитуды сигнала АЭ, и с другой стороны коэффициентом интенсивности остаточных напряжений, возникающих в результате формирования собственного магнитного поля рассеяния в точке зарождения АЭ.

Заключение

По результатам проведённых исследований сделаны следующие промежуточные выводы:

1. Гипотезу о едином механизме и взаимозависимости нетепловых пассивных методов диагностики (АЭ и MFL) можно считать подтверждённой при растягивающих испытательных нагрузках

2. Необходимо продолжить обработку экспериментальных данных с точки зрения механики разрушения.

3. Целесообразно продолжить исследования при различных видах нагружения испытательных образцов, в том числе комбинированных видах нагружения.

4. Полученные зависимости следует интерпретировать и использовать для корректировки и усовершенствования существующей методики оценки технического состояния конструкций нефтегазового оборудования на основе нетепловых пассивных методов диагностики.

Исследования выполняются при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18-38-00136 «мол_а».

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Новиков А.С., Сериков Д.Ю., Гаффанов Р.Ф.* Бурение нефтяных и газовых скважин.- М.: Нефть и газ, 2017. – 307 с.
2. *Спиридонов С.В., Сериков Д.Ю.* Математическое моделирование процесса износа вооружения бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. - №10. - С. 37.
3. ГОСТ Р 52330-2005. Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. Общие требования [Текст]. – Введ. 2005-09-01. – М. : Стандартинформ, 2005. – 7 с.
4. *Богданов, Е.А.* Основы технической диагностики нефтегазового оборудования [Текст] / Е. А. Богданов. – М. : Высшая школа, 2006. – 279 с. : ил.
5. *Гаффанов Р.Ф., Щенятский А.В., Сериков Д.Ю.* Анализ проблем расчета запорной арматуры с нанесенным на нее коррозионным покрытием // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - №7. - С. 23-27.
6. ГОСТ Р 52727-2007. Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Общие требования [Текст]. – Введ. 2008-05-01. – М. : Стандартинформ, 2007. – 16 с.
7. Неразрушающий контроль [Текст]: Справочник: В 8 т. / ред. В.В. Клюев. – 2–е изд., испр. Т. 7: В 2 кн. Кн. 1: Иванов В.И., Власов И.Э. Метод акустической эмиссии. Кн. 2: Балицкий Ф.Я., Барков, А.В. Баркова Н.А. и др. Вибродиагностика. – М.: Машиностроение, 2006. – 829с.: ил.
8. *Быков, И.Ю.* Комплексное исследование фундаментальных зависимостей нетепловых пассивных методов диагностики при создании методик оценки технического состояния нефтегазового оборудования / Быков И. Ю., Коновалов В. И., Смирнов А. Л. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12s. – С. 76–84.
9. *Сериков Д.Ю.* Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. …докт. техн. наук. – Ухта, 2018.

Способ раннего обнаружения перетоков газа из продуктивной толщи в заколонном пространстве скважин

(A method for early detection of gas flows from the productive layer in the well-borehole space)

Буркова Анастасия Алексеевна
Аспирант
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»
Научный руководитель: к.т.н, профессор Климов В.В.

АННОТАЦИЯ

Настоящая статья посвящена проблеме раннего обнаружения перетоков газа из продуктиной толщи в заколонном пространстве скважин. Заколонные перетоки флюидов в нефтегазовых скважинах возникают как на этапах строительства, так и в процессе эксплуатации скважин идет разрушение цементного камня, начиная уже с опрессовки и перфорации обсадных колонн; или при любых скважинных операциях, связанных с вращением спускаемого инструмента в эксплуатационной колонне (разрушение цементного камня за счет биения инструмента о стенки колонн).

ANNOTATION

This article is devoted to the problem of early detection of gas flows from the productive strata in the well Backspace. Annular flows of fluids in oil and gas wells arise as stages of construction, and in the process of well operation is destruction of the cement stone, starting with crimping and perforation of casing; or in any downhole operations associated with the rotation of the landing tool in the production string (the destruction of cement stone due to tool run on walls and columns).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Скважина, газ, заколонные перетоки газа, каратаж, исследование скважины.

KEYWORDS

Well, gas, backwater gas flows, logging, well research.

Цель: Обнаружение образования перетоков газа из продуктивной толщи в заколонном пространстве скважин на ранней стадии.

Задачи:

1. Анализ поступления заколонных перетоков в нефтегазовых скважинах.
2. Обзор существующих методов оценки качества цементирования скважин.
3. Обзор нового способа исследования газовых и газоконденсатных скважин

Перетоки пластовых флюидов в основном возникают в начальный период ожидания затвердевания цемента и ведут к безвозвратным потерям ценного топлива, пластовой энергии, нарушению нормального процесса разработки месторождений и загрязнению окружающей среды.

В ходе эксплуатации скважин *перетоки пластовых флюидов* возможны при нарушении герметичности обсадных колонн и цементного камня за колоннами.

Вследствие низкого качества цементирования скважин, пласты-коллекторы могут быть не разобщены, и при перепаде давления между ними возникают *перетоки пластовых флюидов*. Если канал, по которому происходит переток пластового флюида, сообщается с внутренней полостью обсадной колонны, например через перфорационные отверстия, то, закачав через них в заколонное пространство активированную

радиоактивными изотопами жидкость, можно с помощью гамм а-каротажа определить зону ее распространения за колонной, т.е. оценить возможность возникновения межпластовых перетоков. Наличие такой косвенной информации свидетельствует о низком качестве цементного кольца в этом интервале.

Известен акустический метод оценки качества цементирования обсадных колонн, изоляции затрубного пространства и выявления крупных каналов и пор за обсадными колоннами. Ограничением метода является невозможность определения перетоков газа в заколонном пространстве на ранней стадии т. е. до введения скважины в эксплуатацию. Кроме того, в газовых скважинах корректно выполненные исследования акустическим методом иногда приводят к некорректным данным из-за несоответствия условий проведения исследований условиям работы скважин. Так, например, на месторождении Прибрежное пластовое давление составляет 750 кг/см^2. При глушении скважины плотность бурового раствора γ=2,2 г/см^3, а давление столба бурового раствора на глубине 3500 м - 794 г/см^2. (Это превышение давления в колонне над пластовым является необходимым условием проведения исследований без газопроявлений).

При этом давление газа на устье между промежуточной колонной и эксплуатационной обсадной колонной (в их межколонном пространстве) составляло 150 кг/см^2, т.е. перепад давления вдоль оси скважины составляет 600 кг/см^2. Распределение давления в заколонном пространстве между этими двумя точками оказывается неизвестным. Поэтому определить перепады давления, действующие на стенку обсадной колонны на разных глубинах, не представляется возможным. Но из литературных источников известно, что увеличение внутреннего давления на 100 кг/см^2 приводит к увеличению наружного радиуса обсадной колонны диаметром 146 мм с толщиной стенки 10 мм на 0,38 мм или на 0,76 мм по наружному диаметру. Таким образом обсадная колонна будет иметь разные диаметры на разных глубинах и разные зазоры между наружной поверхностью и цементным камнем, которые будут изменятся непредсказуемым образом.

Следовательно, применение акустического каротажа оказывается нецелесообразным из-за несоответствия условий проведения исследования, условиям работы скважины, поскольку при ее вводе в эксплуатацию, эпюры давления, действующие на стенку эксплуатационной колонны, изменятся непредсказуемым образом, и корректно выполненные исследования изначально приведут к некорректным результатам.

Кроме того, в скважинах на газовых и газоконденсатных месторождениях данный метод имеет и другие серьезные ограничения к применению, одним из которых является большое затухание акустических сигналов в жидкостях, содержащих растворенный газ (что весьма часто имеет место на практике) и в утяжеленных буровых растворах. (Установлено, что особенно большое затухание акустических сигналов наблюдается в загазированных жидкостях при низких давлениях. Поглощение акустической энергии увеличивается в 30 – 40 раз по сравнению с поглощением в «чистых» жидкостях, находящихся в нормальных условиях, или по отношению к поглощению в газожидкостных смесях, находящихся под большим гидростатическим давлением). Так, по данным П.А. Прямова [1,2], даже при частотах 20000 - 25000 Гц отмечается полная потеря сигнала в минерализованной и пресной воде с растворенным газом при давлении от 1 до 50 кг/см^2, а при больших гидростатических давлениях (500 – 1000 кг/см^2) жидкости, содержащие газовоздушные пузырьки, и тяжелые буровые растворы становятся более прозрачными для распространения упругих волн, так как в этих условиях размеры пузырьков газа становятся много меньше длины волны.

Известен так же гамма-гамма метод контроля технического состояния крепи скважин (цементного камня и обсадных колонн) в части определения высоты подъема

цемента, равномерности заполнения заколонного пространства и выявления крупных повреждений обсадных колонн, приводящих к их негерметичности.

Общими недостатками гамма-гамма метода являются:

- недостоверность определения высоты подъема тампонажных составов, т. к. меченые вещества обычно вымываются из цементных растворов и поднимаются выше уровня подъема цемента;
- большие затраты времени и трудоемкость;
- использование «грязных» технологий приготовления и закачивания обогащенных жидкостей;
- биологическая вредность и экологическая опасность даже при неукоснительном соблюдении правил радиационной безопасности;
- необходимость специального оборудования и высокого мастерства исполнителей работ.

Поэтому радиоактивные методы не нашли широкого применения в мировой практике проведения геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, а их применение оправдано лишь в тех случаях, когда задача не решается другими методами геофизические исследования скважины. (Радиоактивный каротаж относится к специальным видам геофизических исследований, а сами исследования приравниваются к аварийным работам из-за опасности оставления радиоактивного источника на забое).

Другим известным является метод термометрии, который широко применяется в практике на нефтегазовых месторождениях [3]

Данный метод заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившемся и неустановившемся режимах. Измерение естественных полей выполняют:

- в установившемся режиме с целью определения естественной температуры пород, геотермического градиента, геотермической ступени;
- получения информации для учета температуры при интерпретации данных каротажа.

Измерения искусственных полей ведут для:

- оценки технического состояния обсаженных скважин — определения высоты подъема цемента; выделения интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн.

Указанный метод издавна и широко применяется в нефтяных и газовых скважинах. Однако неизвестно его использование для раннего обнаружения утечек газа из продуктивной толщи на этапе, предшествующем вызову притока из продуктивного пласта, (т.е. на ранней стадии после цементирования скважин и до момента перфорации обсадных колонн).

Нами предложен новый способ исследования газовых и газоконденсатных скважин который основан на методе термометрии и реализуется следующим образом. Исследования методом термометрии осуществляют трижды [4]:

1. Измерение температуры по стволу скважины в открытом стволе до заливки цемента и производят построение термограммы (t_1) через 10-15 часов после окончания бурения скважины (подъема инструмента из ствола), если цемент быстросхватывающийся, и 20-25 часов, если нормально схватывающийся. Далее осуществляют заливку цемента.
2. После чего осуществляют измерение температуры по стволу скважины в обсаженном стволе после схватывания цемента (через 10-15 часов, если цемент быстросхватывающийся, и 20-25 часов, если нормально схватывающийся) и на основании полученных данных осуществляют построение термограммы (t_2). Ввиду выделения тепла при схватывании цемента, данная термограмма (t_2) будет показывать повышенную температуру по сравнению с термограммой t_1.

3. По истечении 50-72 часов осуществляют измерение температуры и построение термограммы (t_3), т.к. по истечении указанного времени происходит твердение цементного камня и образование перетоков газа по трещинам и каналам в цементном камне, а также по зазорам на границах «колонна-цемент-порода» [5]

На основании полученных данных осуществляют построение термограммы (t_3), на которой видно, что в местах образования перетоков газа за счет эффекта Джоуля – Томпсона происходит аномальное снижение температуры ниже геотермы.

Затем осуществляют выявление отрицательных температурных аномалий в интервале глубин от продуктивного пласта до устья скважины путем анализа полученных термограмм.

На рисунке 1, 2 представлен способ исследования газовой и газоконденсатной скважины 1 – обсадная колонна; 2 – стенка скважины; 3 – уровень подъема цемента; 4 – перетоки газа; 5 – термограмма t_1 в открытом стволе до заливки цемента (геотерма); 6 – термограмма t_3 после твердения цемента, т.е через 50-72 часа; 7 – термограмма t_2 после спуска обсадной колонны и заливки цемента.

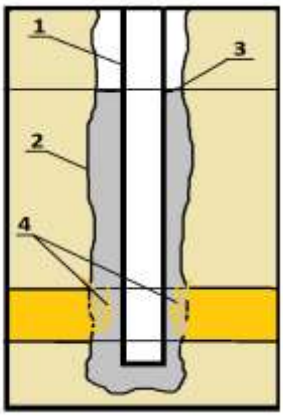


Рисунок 1. Способ исследования газовой и газоконденсатной скважины

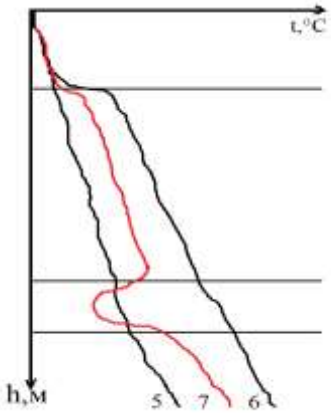


Рисунок 2. Способ исследования газовой и газоконденсатной скважины

Предложенный способ исследования газовой и газоконденсатной скважины позволяет определить перетоки газа из продуктивного пласта к устью скважин за обсадными колоннами из-за дефектов цементирования (перетоки газа возможны по зазорам между обсадными колоннами и цементом, цементом и породой, а также по трещинам и каналам в цементном камне, образующимся в процессе его твердения) на газовых и газоконденсатных месторождениях на ранней стадии, т. е до перфорации обсадных колонн и ввода скважин в эксплуатацию и своевременно принять превентивные меры по ликвидации перетоков газа.

Способ исследования газовой и газоконденсатной скважины основан на следующих физических явлениях.

При твердении цемента выделяется тепло, исходя из чего температура цемента будет выше геотермы т.е. естественной температуры залегающих пластов, однако в местах перетоков газа за счет эффекта Джоуля-Томпсона будет наблюдаться аномальное снижение температуры ниже геотермы, которые регистрируем третьей термограммой, причем по этим температурным аномалиям судят о наличии перетоков газа в цементном камне из продуктивного пласта.

Использование данного способа раннего обнаружения перетоков газа позволит определить качество разобщения газовых пластов на ранней стадии (до момента перфорации обсадной колонны) и своевременно принять превентивные меры по ликвидации перетоков.

Заключение

1. Предложенный способ исследования газовой и газоконденсатной скважины позволяет определить перетоки газа из продуктивного пласта к устью скважин за обсадными колоннами из-за дефектов цементирования на ранней стадии, т. е до перфорации обсадных колонн и ввода скважин в эксплуатацию и своевременно принять превентивные меры по ликвидации перетоков газа.
2. Способ исследования газовой и газоконденсатной скважины является новым, и защищенный патентом РФ № 2692713 и может быть рекомендован к практическому применению.
3. Особенно актуально применение данного способа для обеспечения эффективности работы горизонтальных скважин, повышения их эксплуатационной надежности и экологической безопасности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Новая промыслово-геофизическая аппаратура и перспективы совершенствования аппаратуры акустического каротажа нефтяных и газовых скважин. Прямов А.П., Перцев Г.М., Коровин В.М., Сулейманов А.М., Служаев В.Н., Морозович А.Ф.
2.Обзорная информация. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика», Москва, 1980
3. РД 153-39.0-072-01 Дата введения 2001-07-01. СОГЛАСОВАН с Федеральным горным и промышленным надзором России 25 мая 2000 года с Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года стр. 86-88).
4.Способ исследования газовой и газоконденсатной скважины патент РФ № 2692713 МПК E21B 47/103 (2012.01) , СПК E21B 47/1005 (2019.02) авторы Климов В.В., Буркова А.А. и др.
5. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Бизнесцентр», 2002: - 632 с.: ил.

Влияние смесеобразования на параметры режима последовательной перекачки
(The influence of primary and technological mixtures on the parameters of the sequential pumping mode)

Ванчугов Иван Михайлович[1], Олейникова Дарья Алексеевна[2],
Бобков Иван Александрович[3]
[1,2,3]Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к.т.н., старший преподаватель Шестаков Р.А.

АННОТАЦИЯ

В данной работе проводится моделирование процесса последовательной перекачки светлых нефтепродуктов по магистральным трубопроводам с целью изучения влияния параметров смесеобразования на параметры режима. Для достижения данной цели был написан программный комплекс, который позволяет в реальном времени моделировать движение каждой партии по трубопроводу, а также смесеобразование между ними.

ABSTRACT

The modeling of the process of sequential pumping of light oil products through the main pipelines is carried out in this work in order to study the influence of the parameters of mixing on the parameters of the regime. To achieve this goal, a software package was written that allows real-time simulation of the movement of each batch through the pipeline, as well as the mixture between them.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Последовательная перекачка нефтепродуктов, математическое моделирование процессов смесеобразование, программный комплекс, транспорт нефтепродуктов.

KEYWORDS

The pumping-over in sequence oil and oil products, the computer simulation the processes of the mixture formation, software complex, transportation of oil products.

Трубопроводный транспорт по своему грузообороту является основным видом транспорта нефти и нефтепродуктов, который имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами – минимальная дальность транспортировки, ритмичность работы поставщиков и потребителей, наименьшие потери нефтепродуктов, а также наибольшая автоматизация технологических процессов [1]. На текущий момент протяженность системы магистральных нефтепроводов России составляет порядка 55 тыс. км., а нефтепродуктопроводов – 20 тыс. км, не говоря уже о промысловых трубопроводах, протяженность которых свыше 400 тыс. км [2].

Одной из важных задач, реализуемых при поддержании экономической эффективности магистрального трубопроводного транспорта, является обеспечение его безопасной и бесперебойной работы, которая достигается путем контроля герметичности трубопровода и параметров перекачки различные методами, методиками, техническими устройствами и средствами [3,4].

Поэтому в последнее время повышение точности измерений и моделирования технологических процессов является актуальной задачей трубопроводного транспорта не только нефти и нефтепродуктов, но углеводородов в целом [5].

Однако, в данной работе рассматривается исследование влияния процесса смесеобразования на технологические параметры магистрального

нефтепродуктопровода при последовательной перекачке прямым контактированием светлых нефтепродуктов.

Моделирование работы магистрального нефтепродуктопровода (без работы насосного оборудования) проводились с учетом движения нефтепродуктов, так и без него.

Для проведения базовых гидравлических расчетов, пользователю необходимо начать работу в программе с ввода ряда характеристик трубопровода и транспортируемых продуктов, который можно осуществлять как вручную, так и с помощью таблиц excel:

1) Профиль трассы трубопровода $\{x_i, z_i\}$ (x_i – координата, м; z_i – высотная отметка, м);
2) T – температуры, ^oC;
3) ρ_i – плотность, кг/м^3;
4) ϑ_i – кинематическая вязкость, м^2/с;
5) m_j – масса партии, т;
6) D – внешний диаметр, м;
7) P_n – начальное давление, МПа;
8) L – длина участка трубопровода, км;
9) δ – толщина стенки, м;
10) Δ – абсолютная шероховатость стенки, м;
11) Q - расход, м^3/с.

Пример базовых параметров нефтепродуктов и магистрального нефтепродуктопровода изображен на рисунке 1 (высотная отметка) и на рисунке 2 (диаметр, толщина и т.д.).

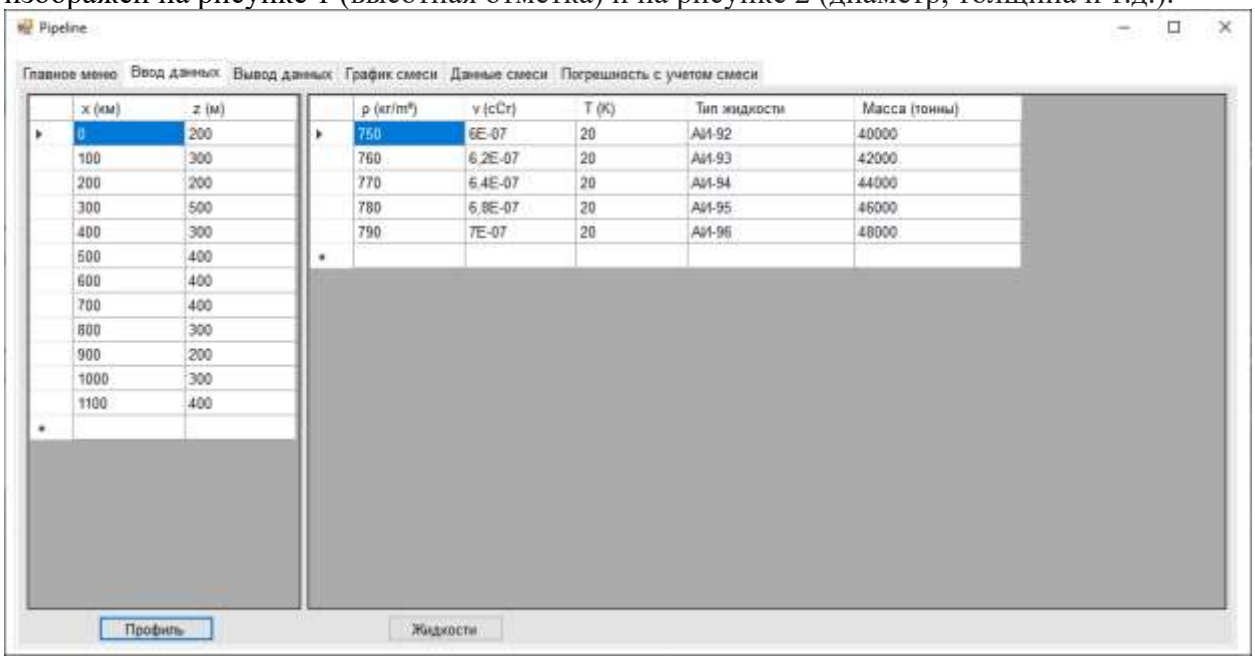


Рисунок 1 – Форма для ввода характеристик перекачиваемых жидкостей и профиля трубопровода

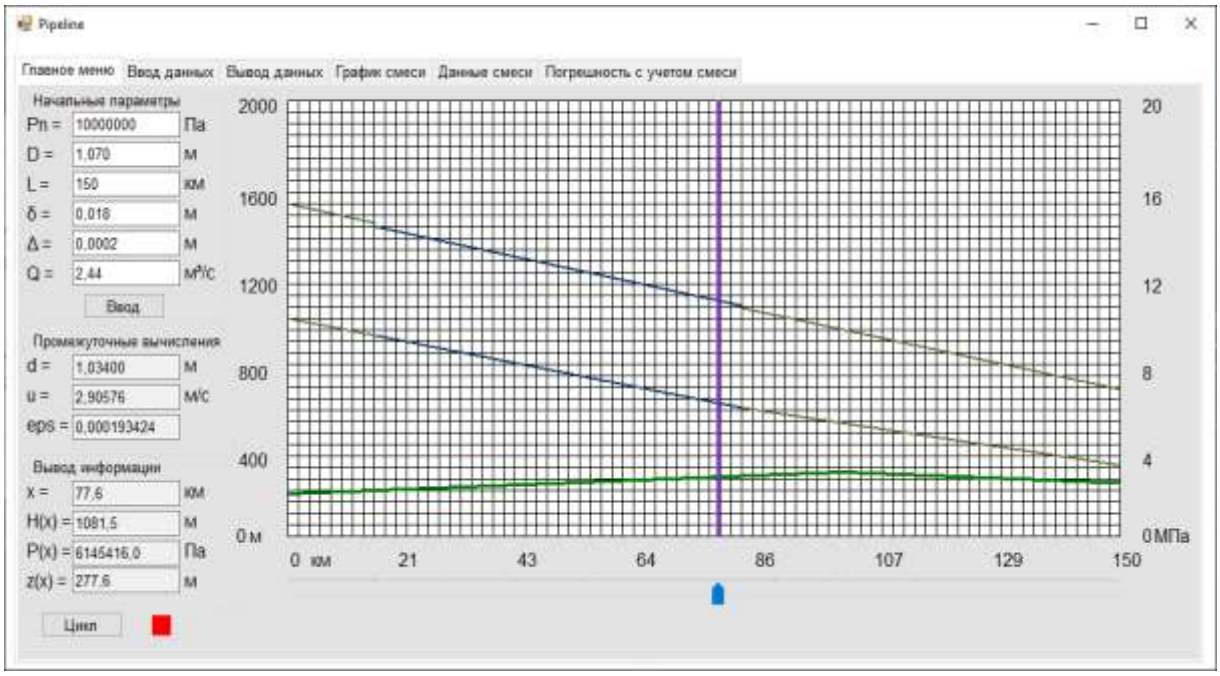


Рисунок 2 – Форма для ввода характеристик трубопровода и графического вывода вычислений

При первоначальном расчете вычисляется ряд вспомогательных параметров для моделирования, а именно:

- внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta; \quad (1)$$

- средняя скорость движения потока:

$$u = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2}; \quad (2)$$

- относительная шероховатость трубопровода:

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d}; \quad (3)$$

- длина партии каждого продукта, на основе площади внутреннего сечения трубопровода:

$$l_j = \frac{4 \cdot m_j}{\pi \cdot d^2 \cdot \rho_j}; \quad (4)$$

- для каждой партии вычисляется число Рейнольдса:

$$Re_j = \frac{d \cdot u}{\vartheta_j}. \quad (5)$$

Исходя из чисел Рейнольдса для каждой партии определяется коэффициент гидравлического сопротивления – λ_j по классическим формулам гидравлики [6] или по формулам [7].

Далее рассчитывается гидравлический уклон для каждого нефтепродукта с учетом усредненных потерь на местные сопротивления:

$$i_j = 1{,}02 \cdot \lambda_j \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{u^2}{2 \cdot g}. \quad (6)$$

Для определения местоположения нефтепродуктов вводится система координат относительного трубопровода с началом координат в начале исследуемого линейного участка. Рабочей зоной перекачки жидкости считаются координаты $x \in [0; L]$.

Задается двумерный массив координат из W пар элементов, x_{n_j} - начала и x_{k_j} - конца продукта соответственно. При определении первоначального местоположения, вводится условность, что в начальный момент времени у первого отправленного нефтепродукта из партии конечная координата равна длине трубопровода, а начальная координата равна разнице между конечной и длиной продукта.

$$x_{k_W} = L; \tag{7}$$

$$x_{n_W} = L - l_W\,. \tag{8}$$

В связи с тем, что исследуется технология последовательной перекачки нефтепродуктов – прямым контактированием, то конечная координата следующего продукта равна начальной продукта, отправленного перед ним, а начальная находится аналогично.

$$x_{k_W-1} = x_{n_W}; \tag{9}$$

$$x_{n_W-1} = x_{k_W-1} - l_{W-1}\,. \tag{10}$$

Рассчитав координаты нефтепродуктов для упрощения вычислительной нагрузки, определяются те из них, у которых хотя бы одна координата находится в рабочей зоне. Так как это говорит о том, что как минимум часть нефтепродукта находится в трубопроводе, и ее необходимо пересчитывать.

Последним необходимым параметром для гидравлического расчета является геометрические напоры точек нефтепродукта, которые определяются как высотные отметки в этих точках. Из таблицы (рисунок 1) с координатами профиля и его высотами определяется между какими двумя значениями x_2, x_1 находится реальная координата продукта и, зная значения профиля z_2, z_1 этих координат, определяем высоту начала партии нефтепродукта:

$$z_{n_j} = z_1 + \frac{z_2 - z_1}{x_2 - x_1} \cdot \left(x_2 - x_{n_j}\right). \tag{10}$$

Перейдем к гидравлическому расчету, используя уравнение Бернулли:

$$H_{nj} = \frac{P_{nj}}{\rho_j \cdot g} + \frac{u^2}{2 \cdot g} + z_{n_j} \tag{11}$$

и зная давление в начале трубопровода, которое задается пользователем, с учетом промежуточных вычислений программа рассчитывает напор в начальном сечении нефтепродукта.

Напор в конечном сечении партии нефтепродукта:

$$H_{kj} = H_{nj} - i_j \cdot (x_k - x_n) \cdot 1000, \tag{12}$$

где x_k и x_n – реальные координаты нефтепродукта, отличаются от вычисленных тем, что вычисленные координаты могут быть отрицательными или больше длины трубопровода (если жидкость начинает закачиваться в трубопровод или вытесняется из него, поэтому x_n будет не меньше 0, как если бы это было по формулам изложенным выше, а $x_n = 0$, и x_k будет не больше L, $x_k = L$).

Давление в конечном сечении партии нефтепродукта:

$$P_{kj} = (H_{kj} - \frac{u^2}{2 \cdot g} - z_{k_{n_j}}) \cdot \rho_j \cdot g. \tag{14}$$

Для связи вычислений напоров нефтепродуктов используется следующее правило – давление в конечном сечении нефтепродукта равно давлению в начальном сечении следующего нефтепродукта:

$$P_{nj} = P_{kj-1}. \tag{15}$$

Завершением гидравлического расчета является построение графиков функций: давления – $f_1(x_n, x_k, P_{nj} P_{kj})$, напора – $f_2(x_n, x_k, Nn_{j,} Nk_j)$ и профиля трубопровода – $f_3\left(x_n, x_k, zn_{n_{j,}} zn_{k_j}\right)$.

Результаты гидравлического расчета, произведенного с помощью вышеописанного алгоритма представлены на рисунке 3.

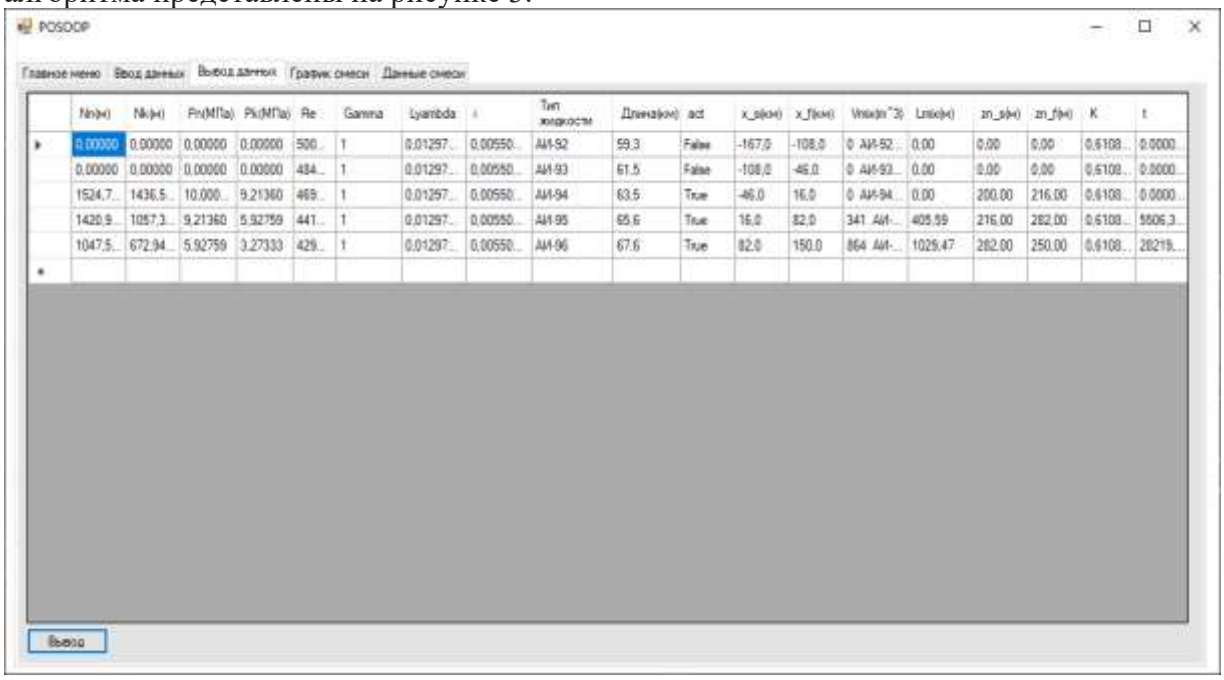


Рисунок 3 – Форма вывода расчета параметров нефтепродуктов

При моделировании смеси вычисляется ее объем, образовавшийся между контактирующими нефтепродуктами к данному моменту времени по формуле Съенитцера – Марона [8]:

$$V_{cj} = 1000 \cdot \left({\lambda_j}^{1,8} - {\lambda_{j-1}}^{1,8} \right) \cdot \left(\frac{d}{L} \right)^{0,43} \cdot V_j, \tag{16}$$

где $V_j = \frac{\mathrm{L}}{4} \cdot \pi \cdot d^2 -$ внутренний объем части трубопровода пройденный партией.

Исходя из объема длина смеси находится как:

$$l_{cj} = V_{cj} \cdot \frac{4}{\pi \cdot d^2}. \tag{17}$$

Вводится система координат вдоль оси трубопровода, в подвижной системе отсчета, перемещающейся вместе с потоком с его средней скоростью u и имеющей начало в центре области смеси:

$$x_{cj} \epsilon \left[-\frac{l_{cj}}{2}; \frac{l_{cj}}{2} \right] \tag{18}$$

и шагом:

$$x_{\Delta j} = \frac{l_{cj}}{20}. \tag{19}$$

В точках данной области пересчитываются распределение концентрации продуктов при мгновенной смене одного нефтепродукта другим:

$$\mathrm{c}_{c1} = 0{,}5 \cdot erfc\left(\frac{x_{cj}}{2 \cdot \sqrt{K \cdot t}} \right); \tag{20}$$

$$\mathrm{c}_{c2} = 1 - \mathrm{c}_{c1}, \tag{21}$$

где К $-$ коэффициент продольного перемешивания, вычисляемый по формуле Дж. Тейлора:

$$K = 1{,}785 \cdot \sqrt{\lambda_j} \cdot u \cdot d, \tag{22}$$

t – время прошедшее с начала ввода в трубопровода вытесняющей партии, вычисляемое по формуле:

$$t = \frac{x_{n_w}}{u}. \quad (23)$$

Важно отметить, что при разделении смеси двух контактирующих нефтепродуктов на две части по сечении, в котором концентрации:

$$c_{c1} = c_{c2} = 0{,}5, \quad (24)$$

то объем $J -$ примеси каждого из них в другом (то есть объем одного нефтепродукта, попадающего в другой через это сечении) составляет

$$J \approx 0{,}0858 \cdot V_{cj} \quad (25)$$

и, следовательно, по краям смеси, наблюдается аналогичная ситуация с распределением концентраций (слева):

$$c_{c1} \approx 0{,}9142, \quad (26)$$

$$c_{c2} \approx 0{,}0858 \quad (27)$$

и обратная справа

$$c_{c2} \approx 0{,}9142, \quad (26)$$

$$c_{c1} \approx 0{,}0858. \quad (27)$$

Зная концентрацию в каждой из точек смеси с шагом (19) происходит пересчет основных параметров смеси: плотности, вязкости, чисел Рейнольдса и так далее:

$$\rho_{cj} = c_{c1} \cdot \rho_j + c_{c2} \cdot \rho_{j-1}, \quad (28)$$

$$\nu_{cj} = c_1 \cdot \nu_j + c_{c2} \cdot \nu_{j-1}, \quad (29)$$

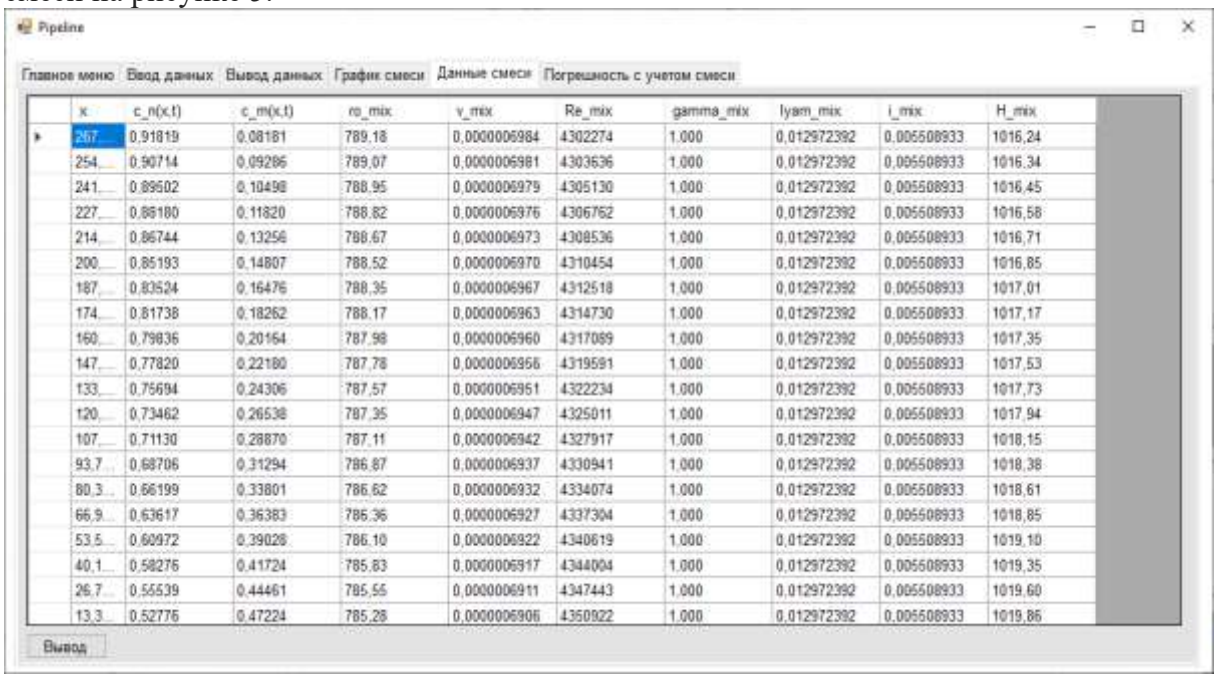
$$\mathrm{Re}_{cj} = \frac{u \cdot d}{\nu_{cj}}, \quad (30)$$

$$\gamma_{cj} = 1 - e^{-0.002 \cdot (Re_{cj} - 2300)}, \quad (31)$$

$$N_{cj} = \frac{P_{nj}}{\rho_{cj} \cdot g} + \frac{u^2}{2 \cdot g} + z_{cj}, \quad (32)$$

то есть расчет аналогичен основному, но с учетом изменения распределения концентрации в сечении трубопровода.

Результаты расчета моделирования смесеобразования, произведенного с помощью ранее описанного алгоритма представлены на рисунке 4, а график напора смеси на рисунке 5.



x	c_n(x,t)	c_m(x,t)	ro_mix	v_mix	Re_mix	gamma_mix	lyam_mix	i_mix	H_mix
267,...	0,91819	0,08181	789,18	0,0000006984	4302274	1,000	0,012972392	0,005508933	1016,24
254,...	0,90714	0,09286	789,07	0,0000006981	4303636	1,000	0,012972392	0,005508933	1016,34
241,...	0,89502	0,10498	788,95	0,0000006979	4305130	1,000	0,012972392	0,005508933	1016,45
227,...	0,88180	0,11820	788,82	0,0000006976	4306762	1,000	0,012972392	0,005508933	1016,58
214,...	0,86744	0,13256	788,67	0,0000006973	4308536	1,000	0,012972392	0,005508933	1016,71
200,...	0,85193	0,14807	788,52	0,0000006970	4310454	1,000	0,012972392	0,005508933	1016,85
187,...	0,83524	0,16476	788,35	0,0000006967	4312518	1,000	0,012972392	0,005508933	1017,01
174,...	0,81738	0,18262	788,17	0,0000006963	4314730	1,000	0,012972392	0,005508933	1017,17
160,...	0,79836	0,20164	787,98	0,0000006960	4317089	1,000	0,012972392	0,005508933	1017,35
147,...	0,77820	0,22180	787,78	0,0000006956	4319591	1,000	0,012972392	0,005508933	1017,53
133,...	0,75694	0,24306	787,57	0,0000006951	4322234	1,000	0,012972392	0,005508933	1017,73
120,...	0,73462	0,26538	787,35	0,0000006947	4325011	1,000	0,012972392	0,005508933	1017,94
107,...	0,71130	0,28870	787,11	0,0000006942	4327917	1,000	0,012972392	0,005508933	1018,15
93,7...	0,68706	0,31294	786,87	0,0000006937	4330941	1,000	0,012972392	0,005508933	1018,38
80,3...	0,66199	0,33801	786,62	0,0000006932	4334074	1,000	0,012972392	0,005508933	1018,61
66,9...	0,63617	0,36383	786,36	0,0000006927	4337304	1,000	0,012972392	0,005508933	1018,85
53,5...	0,60972	0,39028	786,10	0,0000006922	4340619	1,000	0,012972392	0,005508933	1019,10
40,1...	0,58276	0,41724	785,83	0,0000006917	4344004	1,000	0,012972392	0,005508933	1019,35
26,7...	0,55539	0,44461	785,55	0,0000006911	4347443	1,000	0,012972392	0,005508933	1019,60
13,3...	0,52776	0,47224	785,28	0,0000006906	4350922	1,000	0,012972392	0,005508933	1019,86

Рисунок 4 – Форма вывода расчеты параметров смеси

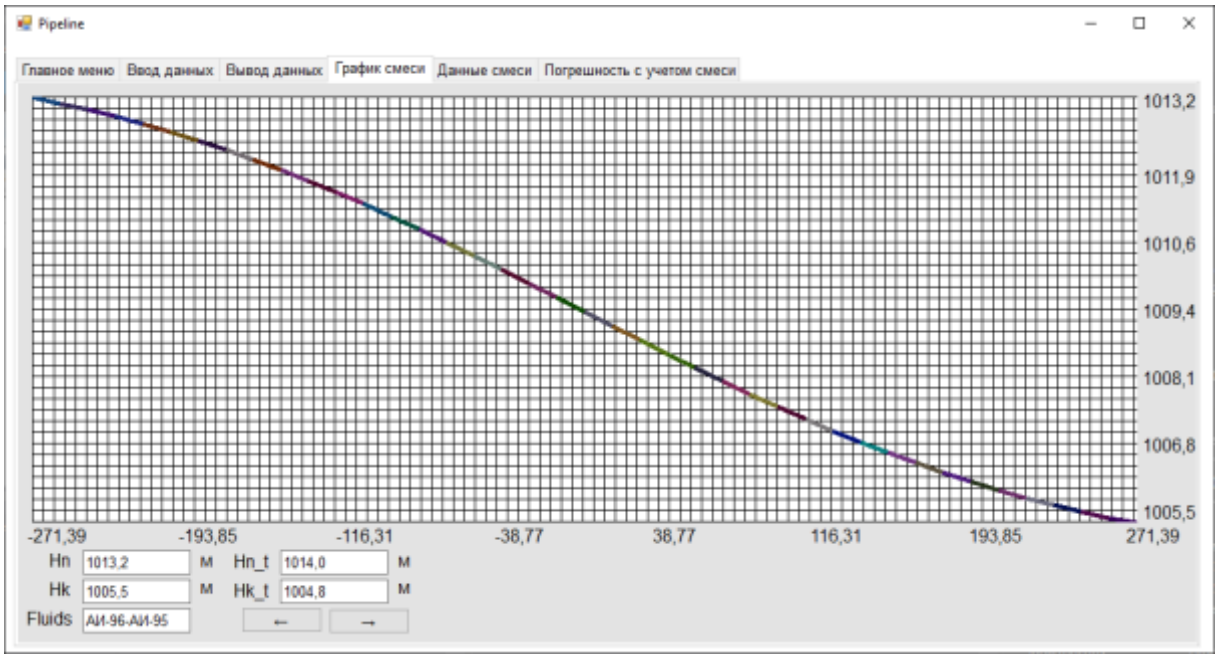


Рисунок 5 – Окно с графиком функции напора смеси

Производится вывод напора в точках смены нефтепродуктов с учетом влияния смесеобразования и без него, и пересчетом данного влияния на давление в трубопроводе, которое вычисляется как:

$$P_{\Delta} = \sum_{j=1}^{n} \Delta H_j \cdot \rho_j \cdot g. \tag{33}$$

Результаты гидравлических расчетов с учетом процессов смесеобразования и без него, а также их сравнение представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Расчеты параметров с учетом смесеобразования и без него

При расчете с учетом изменения координат (9), (10) нефтепродуктов в реальном времени, которые основываются на средней скорости потока (2) и коэффициенте необходимом для ускоренного моделирования, производится аналогичный расчет и моделирование, который был расписан раннее, с учетом вытеснения одного

нефтепродукта другим и увеличением объема смеси от 0 до V_{max} на протяжении движения [9].

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

Осуществлена возможность отслеживания процесса транспортировки нефтепродуктов при последовательной перекачке прямым контактированием в реальном времени.

В ходе моделирования было выявлено, что учет параметров внутри зоны смесеобразования не оказывает сильного влияния на параметры режима в конечном сечении трубопровода.

Однако, при учете зоны смесеобразования учет зоны смесеобразования приводит к изменению давления более чем на 2 кПа, что в свою очередь может привести к ложному срабатыванию параметрических систем мониторинга целостности трубопровода [10] и, следовательно, данную область необходимо учитывать.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Поляков В.А., Шестаков Р.А.* Системный подход к проектированию трубопроводов [Электронный ресурс]: учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: http://elib.gubkin.ru/content/22990 (дата обращения: 21.01.2020).
2. *Дейнеко С.В., Алихашкин А.С., Шестаков Р.А., Уланов В.В.* Основное технологическое оборудование и процессы транспорта нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: учебное пособие – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: http://elib.gubkin.ru/content/23045 (дата обращения: 24.02.2020).
3. *Kolotilov Yu.V., Korolenok A.M., Komarov D.N., Lopatin A.S.* Simulation of construction operations in the analytical systems. New York, 2013.
4. *Уланов В.В., Яцкевич Д.А., Филиппов С.А.* К вопросу о моделировании гидравлического удара в трубопроводах // Промышленный сервис – 2015. – № 4. – С.33-39.
5. *Ангалев А.М.* и др. Модель процесса диагностирования нефтегазовых объектов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2008. – № 3. – С.58-62.
6. *Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е.* Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недра». – 2019. – 434 с.
7. РД 24.040.00-КТН-062-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть». – 2014. – 165 с.
8. *Лурье М.В.* Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Недра. – 2017. – 477 с.
9. *Ванчугов И.М., Шестаков Р.А.* Компьютерное моделирование процессов смесеобразования при последовательной перекачке нефти и нефтепродуктов / В сборнике материалов XII Международная научно-практическая конференция молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2019». – Т.1. – 2019. – С.150-151.
10. *Поляков В.А., Шестаков Р.А.* Расширение параметрических методов обнаружения утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3. – С.57-59.

Тенденции развития цифровых двойников в нефтегазовой отрасли РФ
(Trends in the development of digital twins in the Russian oil and gas industry)

Васильева Василина Дмитриевна
Студент
СПГУ
Научный руководитель: к.э.н., ассистент кафедры Экономики, учета и финансов
Филатова И.И.

АННОТАЦИЯ

Основной целью исследования является выявление тенденций развития технологии цифровых двойников в нефтегазовой отрасли РФ. Исследование носит прикладной характер, так как в эпоху четвертой технологической революции, учитывая тот факт, что нефть и газ – это иссекаемые и не вечные ресурсы, необходимо максимально рационально и продуманно организовывать производственную деятельность на месторождениях. Цифровые двойники позволяют заранее за счет предиктивной аналитики и искусственного интеллекта выстроить план разработки месторождения нефти и газа, снизив при этом возможные финансовые потери. Исследование подтверждает то, что дальнейшая деятельность всей нефтегазовой отрасли будет напрямую связана с использованием технологии цифровых двойников, что позволит выйти данной отрасли на качественно новый уровень как по объемам добычи нефти и газа, так и по рациональности принятия стратегически важных управленческих решений.

ABSRACT

The main purpose of the research is to identify trends in the development of digital twins technology in the oil and gas industry of the Russian Federation. The research is of an applied nature, since in the era of the fourth technological revolution, considering the fact that oil and gas are excisable and not eternal resources, it is necessary to organize production activities at the fields as rationally and thoughtfully as possible. Digital doubles allow you to build a plan for oil and gas field development in advance using predictive Analytics and artificial intelligence, while reducing possible financial losses. The study confirms that the future activities of the entire oil and gas industry will be directly related to the use of digital twins technology, which will allow this industry to reach a qualitatively new level both in terms of oil and gas production volumes and the rationality of making strategically important management decisions.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Цифровой двойник, нефтегазовая отрасль, цифровое моделирование, тенденции развития.

KEYWORDS

Digital twin, oil and gas industry, digital modeling, development trends.

Методология: В силу теоретического характера данной статьи автором применены методы анализа академической литературы, метод классификации и обобщения, а также частично метод концептуального моделирования с опорой на современные концепции: Индустрии 4.0 и концепцию цифрового двойника.

Информационную основу исследования сформировали зарубежные и отечественные публикации, а также мнения известных деятелей в области цифровизации нефтегазовой отрасли.

Введение и актуальность работы

В современном мире, переживающем на данный момент 4-ую индустриальную революцию, активно применяются на практике различные методы математического моделирования и предиктивной аналитики. Сама по себе предиктивная аналитика представляет собой такой вид сбора и обработки информации, который в буквальном смысле рассчитан именно на будущее. Так, например, в рамках нефтегазового предприятия изучаемый метод предполагает прогнозирование будущей работы на основе данных, полученных в данный момент времени.

В настоящее время в условиях существующей высокой конкуренции в промышленных и стратегически важных отраслях российской экономики Правительством Российской Федерации была разработана программа «Цифровая экономика Российской Федерации», главной целью которой является вхождение России в число глобальных лидеров по цифровизации экономики к 2024 году [7]. Данная программа направлена на активную разработку и внедрение на производства цифровых технологий, а также на разработку нормативно-правовой базы в рамках направления цифровизации экономики. Цифровизация экономики РФ предполагает в ближайшем будущем где-то частично, а где-то, в частности, на опасных объектах, полностью отказаться от человеческого труда. Таким образом, цифровые технологии дадут возможность удаленно отслеживать работу оборудования и предприятий в целом в режиме реального времени, снизить риски возникновения возможных сбоев в работе оборудования и, следовательно, снизить возможные издержки на проведение внепланового ремонта и замены оборудования. Цифровизация крайне важна для экономики будущего, так как за счет функционирования искусственного интеллекта и проведения предиктивной аналитики предприятиям, в частности нефтегазовым, удастся в режиме реального времени не только грамотно отслеживать свою деятельность, но и быть в буквальном смысле на несколько шагов впереди, так как руководство предприятия будет иметь возможность провести качественный прогноз будущей деятельности, более точно рассчитать величину будущей прибыли и убытков. Отдельно стоит отметить роль цифровых технологий, которая заключается в помощи руководству предприятия в принятии оптимальных, оперативных и стратегически важных решений.

Стоит отметить, что процесс цифровизации, а также сама предиктивная аналитика напрямую связана с созданием «цифровых двойников». Они представляют собой цифровые модели, способные в реальном времени на основе проанализированных данных существовать и быть копией настоящих месторождений нефти и газа. Цифровые двойники на данный момент играют колоссальную роль в нефтегазовой отрасли, так как позволяют за счет цифрового моделирования определить и рассчитать рентабельность будущего проекта, а также в целом дают возможность понять, есть ли изначально смысл инвестирования в тот или иной проект по разработке месторождения.

Таким образом, в нефтегазовой отрасли цифровые двойники выходят на первый план, в частности, в сфере деятельности крупномасштабных проектов, что подтверждает актуальность выбранной темы исследования. Специалисты утверждают, что спрос и нужда в цифровых двойниках будут увеличиваться из года в год, а также отмечают, что в скором будущем функционирование нефтегазовых предприятий без цифровых двойников фактически будет невозможно.

История возникновение и понятийный аппарат

Цифровой двойник (англ. Digital Twin), по факту, это цифровая копия физического объекта или процесса. Использование термина «двойник» или «близнец» подходит для сферы цифрового моделирования, так как цифровые двойники схожи по своей сути с настоящими месторождениями. Так, их основной задачей как раз и служит в буквальном смысле слияние виртуального и реального пространств. Майкл Гривз

впервые применил термин «цифровой двойник» – digital twin – в 2002 году для PLM-систем (англ. Product lifecycle management), т.е. для прикладного программного обеспечения управления жизненным циклом объекта [2].

Само возникновение идеи развития и создании концепции цифровых двойников было напрямую связано с ростом масштабов производственных процессов, которые, в свою очередь, требовали массовой цифровизации, за счет которой предприятия смогли бы заменить физические объекты цифровыми. Компании шли в ногу со временем, следовали за самыми последними тенденциями и пытались понять и рассчитать, как решения, принятые за счет применения цифровых технологий, могут помочь им извлечь как операционную, так и стратегическую выгоду.

Примерно до середины 2010-х создание и, соответственно, применение такого рода компьютеризированных систем, как цифровые двойники, которые могли бы копировать характеристики физических объектов в режиме реального времени и в результате создавать цифровые модели производственных объектов, было из-за существовавших технических и технологических ограничений. И лишь по прошествии нескольких лет произошел существенный и очень важный прорыв, связанный с развитием цифровых технологий. Применение цифровых двойников на производстве дало возможность увеличить вычислительные мощности производственных систем, а также снизить цену их использования, обеспечило лидирующие компании возможностью объединять цифровые технологии с операционными процессами для модернизации и оптимизации производства [6].

Таким образом, идея создания и применения цифрового двойника впервые была анонсирована около двадцати лет назад, однако получила она особое признание и известность, лишь начиная с 2017 года. Широкая огласка и возросшая популярность такого понятия, как цифровой двойник, и стали причиной возникновения разного рода толкований данного термина в академической литературе и профессиональной среде. Стоит отметить, что в источниках, связанных непосредственно с промышленными объектами, и в научных источниках определения «цифрового двойника» разнятся. Согласно некоторым из них, «цифровой двойник является интегрированной моделью уже построенного продукта, которая призвана содержать информацию обо всех дефектах изделия и регулярно обновляться в процессе физического использования» [5]. Другим довольно распространённым определением ЦД является «цифровая модель, полученная на основании информации с датчиков, установленных на физическом объекте, которая позволяет симулировать поведение объекта в реальном мире» [4].

Фундаментально и крупномасштабно цифровой двойник можно трактовать как постоянно меняющийся цифровой профиль, содержащий данные из архивов и информационных баз работы предприятия, а также содержащий самые актуальные данные о физическом объекте или операционном процессе, что позволяет оптимизировать эффективность ведения бизнеса. Цифровой двойник базируется на огромном объёме показателей, полученных в результате проведения целого ряда измерений объекта в реальном времени. Анализ накопленной информации и полученных показателей дает возможность получать более точную информацию о производительности системы, а также позволяет оперативно принимать решения, связанные с необходимостью внесения коррективов как в производимый продукт, так и в сам процесс производства.

Рассмотрим подробнее наиболее распространенные определения понятия «цифровой двойник».

Таблица 1. – Определение понятия «цифровой двойник»

Автор	Определение понятия «цифровой двойник»
Представители компании Татнефть	Цифровой двойник – это программный аналог, моделирующий технологические процессы технологической установки [3].
Представители компании Роснефть	Цифровой двойник представляет собой набор гибридных цифровых моделей, охватывающий всю технологическую цепочку, будь то – разведка, добыча или переработка [9].
Michael W. Grieves	Технология «цифровой двойник» является связующим звеном между реальным объектом и цифровым миром и представляет собой цифровую модель объекта в реальном времени (например, нефтегазового производства) [13].
Курганова Н. В., Филин М. А. и др.	Цифровые двойники – технология, создаваемая с целью упростить и усовершенствовать работу физических прототипов производственного оборудования, целых систем и отдельных процессов [6].
Glaessgen E., Stargel D.	Цифровой двойник – это интегрированное мультифизическое, многомасштабное, вероятностное моделирование системы, которое использует лучшие доступные физические модели, обновления датчиков, историю и т.д. [12].
El Saddik A.	Цифровой двойник – это цифровая копия живой или неживой сущности. Соединяя физический и виртуальный мир, данные передаются незаметно, позволяя виртуальной сущности существовать одновременно с физической сущностью [11].
Söderberg R.	Использование цифровой копии физической системы для оптимизации в реальном времени [14].
Bolton R. N.	Динамическое виртуальное представление физического объекта или системы в течение всего жизненного цикла с использованием данных в режиме реального времени для понимания, изучения и рассуждения [10].
Самосудов М. В.	Программный аналог физического устройства, моделирующий внутренние процессы, технические характеристики и поведение реального объекта в условиях воздействия помех и окружающей среды [9].
Краснов Ф. В., Хасанов М. М.	Цифровой двойник является интегрированной моделью уже построенного продукта, которая призвана содержать информацию обо всех дефектах изделия и регулярно обновляться в процессе физического использования [5]
Кокорев Д. С., Юрин А. А.	Цифровая модель, полученная на основании информации с датчиков, установленных на физическом объекте, которая позволяет симулировать поведение объекта в реальном мире. [4]
Компании GE и Siemens	«Цифровой двойник» понимается как «создание всей техники, знаний и поведения актива от концепции, внешнего инженерного проектирования до проектирования, изготовления, строительства, ввода в эксплуатацию, эксплуатации, технического обслуживания и утилизации» на всем протяжении жизненного цикла объекта. [1]

На наш взгляд, наиболее точными и удачными определениями понятия цифровой двойник являются определение, приведенные представителями компании Роснефть [8] и Glaessgen E. & Stargel D [12] поскольку, рассматривая данное понятие в контексте нефтегазовой отрасли, важно учитывать именно тот факт, что цифровые двойники:

1. Охватывают всю технологическую цепочку на производстве, что облегчает функционирование производства как такового.

2. Анализируют историю и отчеты деятельности нефтегазового предприятия, что дает возможность снизить возможные будущие издержки производства за счет снижения возможных рисков.

Основная часть

Как уже было сказано выше, технология цифрового двойника позволяет собрать всю накопленную информацию по месторождению, структурировать ее, использовать непосредственно в цифровой модели и, что самое важное, позволяет перенести полученную от цифрового моделирования новую информацию на практику, то есть на будущее месторождение. Цифровой двойник дает возможность рассчитать будущие затраты и будущую отдачу, соотнести данные показатели и в конечном счете принять решение относительно будущей жизнеспособности разрабатываемого месторождения нефти и газа.

Технология «цифровой двойник» играет связующую роль между реальным месторождением и его виртуальной копией также и с технической стороны. Цифровые двойники идеально подходят для нефтегазовой отрасли, так как они используют в своей деятельности технологии последних лет, а также системы в виде подводных фабрик,

нефтепроводов и газопроводов. Обычно нефтегазовое оборудование находится в удаленных и не легко доступных местах, что существенно затрудняет деятельность операторов, которым вдвойне сложно контролировать деятельность такого оборудования.

Компании GE и Siemens используют технологию «цифровой двойник» для PLM-систем, о которых мы упоминали ранее. Принимая во внимание их восприятие цифрового двойника (см. таблица 1), для представителей данной компании это не разовое явление, а та техника, которая очень важна и должна сопровождать нефтегазовый проект на протяжении всего срока его жизни. На данный момент технология цифровых двойников в основном применяется на поверхностных сооружениях, таких как заводы, морские платформы, установки подготовки нефти и газа и прочее, с цифровыми двойниками месторождений и скважин нефти и газа ситуация обстоит намного хуже, это в частности связано с большими размерами месторождений и большой глубиной скважин, что вызывает сложность создания таких цифровых двойников для таких масштабных проектов.

В моделировании месторождений первенство у компании Saudi Aramco. В 2012 году ей удалось первой в мире закончить создание гигамодели уникального месторождения Гхавар, а в 2014 году – терамодели нефтегазоносной провинции Арабского (Персидского) залива с применением суперкомпьютера [2].

Компания BP использует цифровые двойники для моделирования физических процессов непосредственно перед их реальным воплощением в жизнь. Это дает возможность компании оценить и сравнить между собой различные виды будущих проектов, прежде чем реализовать их на практике. Таким образом, цифровые двойники значительно облегчают работу крупномасштабных нефтегазовых предприятий. Компания BP недавно заключила контракты с McDermott International и BHGE на использование технологии ЦД в разработке крупных морских газовых проектов в разных частях мира, в частности, в разработке месторождения TortueAhmeyim Мавритании и Сенегале и Cassia C в Тринидаде и Тобаго [2]. На данный момент BP является самой инициативной компанией на рынке в плане желания скорее внедрить в свое нефтегазовое дело цифровые двойники. Технологии, используемые BP, дают возможность нефтяникам заранее предугадать падение или взлет добычи нефти, а также возможное снижение работоспособности производственного оборудования. Таким образом, нефтяники заранее смогут рассчитать возможные планы действий при не стандартной работе оборудования или падении добычи нефти, что значительно снизит их возможные затраты от теоретических будущих денежных потерь. Стоит отметить, что цифровое моделирование, используемое компанией, обладают способностью визуализировать возможных неблагоприятные ситуации, например, выход системы из строя, а также отображение технологических рисков.

Среди сторонников внедрения технологии ЦД необходимо упомянуть компанию Royal Dutch Shell, которая три года назад подписала контракт на инициативу с цифровыми двойниками, финансируемую Eurostars. Задачей цифрового двойника является создание модели морской платформы для наблюдения за ее будущей деятельностью в реальном времени. Отметим, что данная нефтегазовая компания стала первой в мире компанией, зарегистрированной в качестве участника цифрового двойника [1]. Технология цифровых двойников в данном случае направлена на улучшение сферы управления морскими активами, морскими и добычными платформами.

Проведенный анализ тенденций развития позволил выявить ключевые драйверы и барьеры внедрения ЦД на предприятиях нефтегазовой отрасли (таблица 2).

Таблица 2. – Драйверы и барьеры внедрения цифрового двойника в нефтегазовую отрасль

Драйверы внедрения ЦД	Барьеры внедрения ЦД
1. Снижение рисков и будущих финансовых и ресурсных потерь нефтегазового предприятия; 2. Увеличение объемов добычи нефти и газа; 3. Снижение количества возможных инцидентов на производстве; 4. Снижение себестоимости добытых газа и нефти; 5. Сокращение времени выхода на рынок; 6. Возможность спрогнозировать диагностическое обслуживание оборудования; 7. Возможность выявления слабых звеньев технологической цепочки на раннем этапе деятельности; 8. Увеличение точности и рациональности управление нефтегазовым проектом. 9. Оптимизация производственного процесса: составление оптимального плана и режима бурения. 10. Возможность удаленно контролировать функционирование добычных скважин.	1. Большой объем работ, связанных непосредственно с процессом цифровизации каждого этапа технологической цепочки; 2. Недостаток квалифицированных кадров, имеющих достаточную компетенцию и навыки для проведения цифровизации производства; 3. Высокие финансовые затраты на внедрение цифрового двойника в нефтегазовый проект, следовательно, возникновение финансового риска.

Источник: составлено авторами на основании [4]

Рассмотрим подробнее перечисленные в таблице 2 пункты. Использование технологии цифровых двойников дает нефтегазовым компаниям колоссальные возможности в области оптимизации производственного процесса и повышения отдачи от будущего проекта. Система «интеллектуальное месторождение» может повысить эффективность от деятельности добычных скважин, так как системе на основе предиктивной аналитики считывает полученные данные, проводит анализ и дает прогноз по срокам истощения скважин, помогает выбрать наиболее оптимальный план и режим бурения, а также позволяет заранее просчитать возможные будущие неисправности оборудования, что значительно сокращает издержки предприятия на соответствующий ремонт. Также стоит отметить, что использование цифровых двойников существенно упрощает работу управленческих структур организации, так как управленцы имеют возможность удаленно контролировать сразу несколько добычных скважин, таким образом эффективность их работы, принятых ими решений в разы увеличивается. Так, использование производственных данных в режиме реального времени позволяет нефтегазовым «цифровым» компаниям достичь:

1. Расширения сырьевой базы предприятия: это возможно за счет технологии ЦД на основе предиктивной аналитики, которая заранее сможет рассчитать возможные выгоды и затраты от разработки того или иного нефтегазового объекта. Таким образом, управленческие структуры компании заранее будут знать, рентабельным или не рентабельным будет будущий проект, а также управленцы заранее смогут определить, насколько увеличится добычной потенциал месторождения, если проект рентабельный, и, как следствие, насколько сильно расширится сырьевая база предприятия в будущем.;

2. Увеличения показателей извлечения и объёмов добычи нефти, так как предиктивная аналитика заранее сможет помочь выбрать наиболее оптимальный и эффективный план разработки месторождения, тем самым значительно сократив возможные потери компании от нерационального распределения производственных мощностей и нерациональной добычи нефти, и газа в целом;

3. Уменьшения числа всех типов аварийных инцидентов (включая утечки и выбросы) за счет того, что высоко развитая технология ЦД имеет возможность визуализировать и рассчитывать возможные будущие выходы из строя системы и различного вида оборудования. Таким образом, предприятие имеет возможность заранее предугадать инциденты и аварии, которые могут произойти на производстве, и тем

самым имеет возможность заранее принять меры по предотвращению возникновения таких инцидентов как таковых;

4. Повышения производительности предприятий;

5. Повышения оперативности принятия управленческих решений.

Выполнение п. 4 и п. 5 обеспечивается за счет искусственного интеллекта и предиктивной аналитики, которые заранее дают управленцам информацию о разработке месторождения в будущем. Таким образом, управленческий состав имеет возможность буквально заглянуть в будущее в режиме реального времени, что дает ему шанс принять более рациональные и грамотные решения относительно разработки месторождений и выбора будущего оборудования. Как следствие, более верные и рациональные решения управленцев приведут к повышению эффективности деятельность предприятия в целом.

Более того, принимая во внимание ежегодный рост себестоимости добычи нефти в РФ (см. рисунок 1), внедрение цифровых двойников представляется авторам необходимым решением с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и, как следствие, повышения конкурентоспособности предприятий РФ на мировой арене.

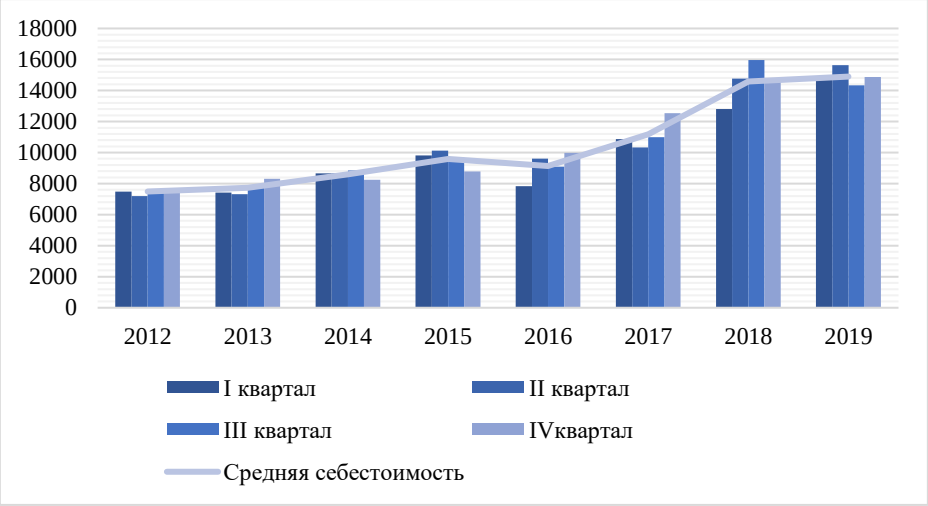


Рисунок 1 – Себестоимость добычи нефти в РФ с 2012 по 2019 годы, руб.
Источник: построено авторами на основании данных Росстата [https://gks.ru/]

Актуальность снижения себестоимости и повышение конкурентоспособности отечественных нефтепродуктов также возрастает в связи с непростой текущей ситуацией, сложившейся на мировом рынке нефти в связи с пандемией COVID-19 и, что более весомо, выходом России из сделки ОПЕК+.

Выводы:

Таким образом, обобщая все вышесказанное, отметим, что внедрение технологии цифровых двойников в нефтегазовые проекты оказывает колоссальное влияние на деятельность предприятия. Цифровой двойник месторождения позволяет снизить издержки производства, увеличить объемы добываемых нефти и газа, снизить технологические и финансовые риски и потери компании, а также дает возможность путем создания виртуальной модели месторождения, скважины, рудника рассчитать стоимость и время окупаемости проекта намного точнее.

Несмотря на такие существующие барьеры внедрения цифрового двойника на производство, как высокие стоимостные и интеллектуальные затраты, технология внедрения цифрового двойника в нефтегазовую отрасль стала лидирующей стратегией конкурентоспособности ТЭК. В будущем самыми перспективными и успешными

нефтегазовыми компаниями станут те, кому удастся наилучшим образом разработать и внедрить на производства технологию цифровых двойников.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Близнецовый метод. URL: https://korusconsulting.ru/press-center/publications/bliznetsovyy-metod/ (Дата обращения: 25.03.2020)
2. *Еремин Н.А., Еремин А.Н.* Цифровой двойник в нефтегазовом производстве // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – №12. – С. 14-17.
3. Индустрия 4.0.: «Татнефть» создает цифровых двойников производственных объектов. URL: http://www.up-pro.ru/library/information_systems/production/cyfrovye-dvojniki-tatneft.html (Дата обращения: 10.03.2020)
4. *Кокорев Д.С., Юрин А.А.* Цифровые двойники: понятие, типы и преимущества для бизнеса // Colloquium-journal. – 2019. – №10. – С. 31-35.
5. *Краснов Ф.В., Хасанов М.М.* Цифровой двойник научной организации: подходы и методик // International Journal of Open Information Technologies. – 2019. – №6. – С. 62-65.
6. *Курганова Н.В., Филин М.А., Черняев Д.С., Шаклеин А.Г., Намиот Д.Е.* Внедрение цифровых двойников как одно из ключевых направлений цифровизации производства // International Journal of Open Information Technologies. – 2019. – №5. – С. 105-114.
7. Распоряжение Правительства Российской Федерации «Об утверждении программы «Цифровая экономика Российской Федерации» от 28.07.2017 г. № 1632-р [Электронный ресурс]. − Режим доступа: Справочная правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения: 13.05.2020).
8. Роснефть разрабатывает уникальные модели Гибридных двойников. URL: https://neftegaz.ru/news/Oborudovanie/199865-rosneft-tozhe-razrabatyvaet-unikalnye-modeli-gibridnykh-dvoynikov/ (Дата обращения: 25.03.2020)
9. *Самосудов М.В.* Ресурсный след деятельности как элемент цифрового двойника предприятия // E-Management. – 2019. – №3. – С. 38-47.
10. *Bolton R.N.* et al. Customer experience challenges: bringing together digital, physical and social realms //Journal of Service Management. – 2018. – Т. 29. – №. 5. – С. 776-808.
11. *El Saddik A.* Digital twins: the convergence of multimedia technologies //IEEE MultiMedia. – 2018. – Т. 25. – №. 2. – С. 87-92.
12. *Glaessgen E., Stargel D.* The digital twin paradigm for future NASA and US Air Force vehicles //53rd AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics and Materials Conference 20th AIAA/ASME/AHS Adaptive Structures Conference 14th AIAA. – 2012. – С. 1818.
13. *Michael W. Grieves*. Digital Twin: Manufacturing Excellence through Virtual Factory Replication // LLC. – 2014. – С. 7.
14. *Söderberg R.* et al. Toward a Digital Twin for real-time geometry assurance in individualized production //CIRP Annals. – 2017. – Т. 66. – №. 1. – С. 137-140.

Регулировка двухфазных режимов течения в цилиндрическом капилляре
(Adjustment of two-phase flow patterns in cylindrical capillary)

Велижанин Артем Александрович
Ведущий инженер
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»

АННОТАЦИЯ

Одной из приоритетных задач нефтегазовой отрасли является поддержание объемов добычи путем вовлечения остаточных запасов, находящихся в высокообводненных зонах. Для визуализации процессов двухфазного течения, протекающих в пласте, были проведены серии экспериментальных исследований замещения масла водой в цилиндрических капиллярах при малых числах Рейнольдса. Изучены режимы течения на различных этапах эксперимента. Вытеснение масла водой формирует кольцевой режим течения, прижимая масляную пленку к стенкам капилляра. Регулировка скорости двухфазного потока позволяет изменить режим течения для ее извлечения. Анализ описанного эффекта позволяет усовершенствовать методы повышения нефтеотдачи.

ABSTRACT

One of the priorities of the oil and gas industry is to maintain production volumes by involving residual reserves located in highly watered areas. To visualize two-phase flow processes, a series of experimental studies were conducted in cylindrical capillaries at small Reynolds numbers. Flow patterns at different stages of experiment studied. Displacement of oil by water forms annular flow mode pressing oil film to capillary walls. Speed adjustment allows the flow mode to be changed to extract the oil film. The analysis of the described effect allows to improve methods of increasing oil recovery of developed formations.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Микрофлюидика, двухфазное течение, цилиндрический капилляр, масляная пленка.

KEYWORDS

Microfluidics, two-phase flow, cylindrical capillary, oil film.

Поддержание объемов добычи нефтяных ресурсов в последние годы является основной задачей нефтегазовой отрасли в Российской Федерации. Дополнительное извлечение углеводородных ресурсов из залежей, характеризующихся высокой степенью выработки запасов, при высокой обводненности добываемой продукции, является одним из возможных решений данной задачи. Для эффективного вовлечения этих ресурсов в разработку необходимо тщательнее изучить процессы взаимодействия флюидов внутри коллектора. Простейшей моделью коллектора для экспериментального изучения является цилиндрический капилляр. При движении Ньтоновских жидкостей через цилиндрический капилляр многочисленные экспериментальные данные показывают значительное расхождение с теоретическим решением [1,2]. При многофазном движении в микроканалах структуру потока начинают определять множество факторов, способных кардинально изменить течение [3]. Один из таких факторов, при двухфазном потоке масло-вода, связан с воздействием масляной пленки на ламинарный поток воды через капилляр.

Эксперимент по исследованию двухфазного течения в капилляре проводился на установке (Рисунок 1) с автоматической регистрацией параметров течения (перепад

давления, расход и температура) и возможностью фото- видеосъемки процесса. Изучалось вытеснение из стеклянного капилляра диаметром 0,7мм. одной жидкости другой (вода-масло; масло-вода). В качестве экспериментальных флюидов использовались дистиллированная вода и минеральное моторное масло LUKOIL STANDARD SAE 10W-40 API SF/CC MINERAL. Реологические характеристики масла исследовались на ротационном вискозиметре «Реотест 2.1». Определено, что в широком диапазоне скоростей сдвига масло проявляет себя как Ньютоновская жидкость, а зависимость вязкости от температуры с достаточной точностью интерполируется параболической зависимостью:

$$\mu = 287{,}9 - 17{,}6 \cdot (T - 18) + 0{,}555 \cdot (T - 18)^2 \quad (1)$$

где Т – температура в градусах Цельсия. Измерения проводились в диапазоне температур 18-32°С. Плотности масла в зависимости от температуры измерялась ареометром АНТ-2 ГОСТ 18481-81 и её можно с хорошей точностью интерполировать линейной зависимостью:

$$\rho = 0{,}883 - 0{,}0006 \cdot T \quad (2)$$

Подача жидкости осуществлялась двухшприцевым инфузионным насосом Sino SN-50F6, позволяющим регулировать скорость потока флюидов в капилляре. Расход фиксировался на весах фирмы AND модель HR-200 с точностью измерения 0,0001г. Перепад давления на капилляре измеряется при помощи датчика дифференциального давления фирмы Dwyer model 616-6. Датчик имеет заводскую калибровку и позволяет измерять перепады давления в диапазоне 0-24884 Па с точностью ±0,25%.

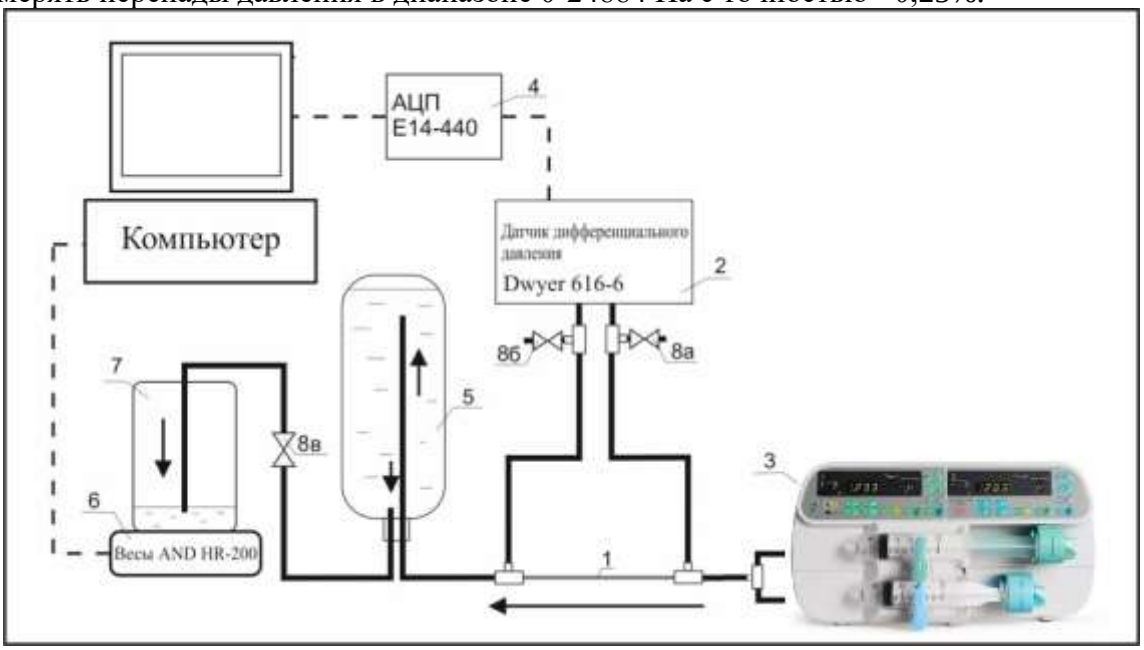


Рисунок 1. Схема экспериментальной установки. 1 – Капилляр; 2 – Датчик дифференциального давления; 3 – двухшприцевой инфузионный насос Sino SN-50F6; 4 – Аналогово-цифровой преобразователь; 5 – Сепаратор; 6 – Электронные весы; 7 – Принимающий сосуд; 8(а,б,в) – Краны-зажимы

Во время подготовки эксперимента система заполнялась маслом для вытеснения воздуха, находящегося в системе. На начальном этапе эксперимента реализовывалось однофазное течение масла в капилляре. Далее в гидравлическую систему (установку), при помощи насоса, подавалась вода. Граница раздела фаз, образуя эллипсовидный мениск, двигается по капилляру вытесняя масло. Форма мениска не изменяется на всем этапе вытеснения (Рисунок 2). На стенках капилляра остается тонкая масляная пленка, которая регистрируется под микроскопом.



Рисунок 2. Вытеснение масла водой

В момент выхода мениска из капилляра происходит резкое скачкообразное падение давления (ΔP 1,10 – 0,75 – 1,45 кПа). На данном этапе эксперимента отмечается кольцевой режим течения флюидов через капилляр [3]. Проведено сравнение данных эксперимента с данными для однофазного течения воды в аналогичном капилляре. Обнаружено различие в скорости течения при равном перепаде давления (ΔP=1,26 кПа). Для однофазного потока воды в чистом капилляре средняя скорость составила: U=0,044 м/сек, Re=31, а для потока после замещения масла: U=0,063 м/сек, Re=44,5. Данный эффект вероятно связан с наличием масляной пленки, которая уменьшает взаимодействие воды со стенками капилляра и увеличивает среднюю скорость течения жидкости на 30%. Взаимодействие воды с масляной пленкой приводит к её волнообразному течению на стенках капилляра, регистрируемому видеосъемкой мобильного телефона с закрепленной на нем оптической линзой (x16) (Рисунок 3). В редких случаях при больших амплитудах волн, масляная пленка способна соединяться, образуя масляные «перемычки», которые продолжают движение в потоке воды. Режим течения становится снарядным [3]. Аналогичный процесс происходит и в полимерных трубках системы.

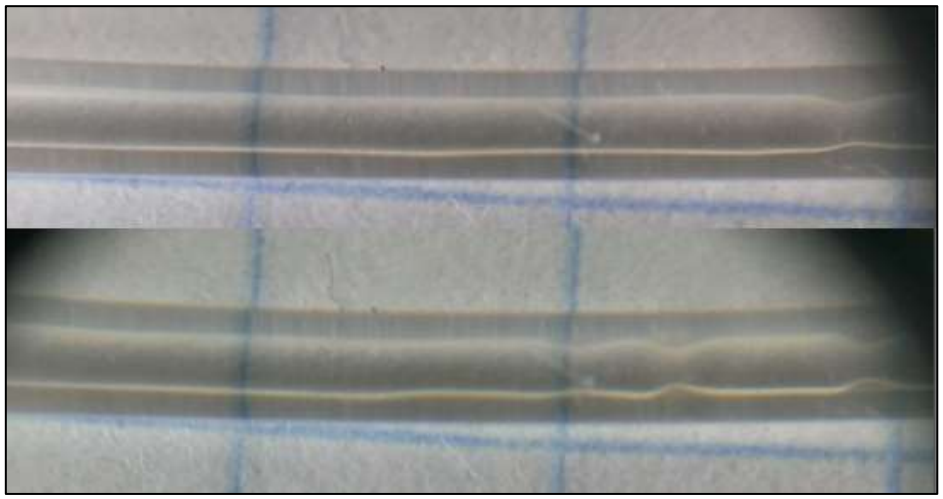


Рисунок 3. Образование волн масляной пленки на стенках капилляра

Возможность регулирования скорости течения позволяет контролировать амплитуду волн и искусственно создавать блоки масла, а также не позволять потоку воды разрушать их, вытесняя из капилляра. Для серии экспериментов была определена скорость потока равная 0,012 м/с, при которой образовывалась перемычка. По мере

движения внутри капилляра длиной 350 мм, блок масла увеличивался, собирая остатки масла со стенок (Рисунок 4).



Рисунок 4. Формирование и вытеснение масляной «перемычки»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Регулировка скорости потока воды, после вытеснения масла из цилиндрического капилляра, позволяет формировать необходимый режим течения. Кольцевой двухфазный режим течения увеличивает расход воды за счет масляной пленки на стенках капилляра. Уменьшение и регулировка скорости позволяет менять режим течения на снарядный, формируя перемычки масла, вытесняемые другим флюидом. Анализ описанного эффекта позволяет усовершенствовать гидродинамические методы повышения нефтеотдачи разрабатываемых пластов. Гидродинамические методы более доступны и не требуют больших экономических затрат в сравнении с остальными методами увеличения извлекаемых запасов из продуктивных пластов. Стоит отметить, что на данном этапе экспериментального исследования не учитывались горно-геологические условия. Дальнейшее изучение двухфазных течений предполагает модернизацию экспериментальной установки для приближения к гидродинамическим условиям внутри продуктивного пласта.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-31-00335

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Sharp K.V., Adrian R.J., Santiago J.G., Molho J.I.* Liquid Flows in Microchannels MEMS: Background and Fundamentals 2005 P.10-1 - 10-37.

2. *Ребров Е.В.* Режимы двухфазного течения в микроканалах. Теоретические основы химической технологии, 2010, том 44, № 4 С.371-383.

3. *Чиннов Е.А., Роньшин Ф.В., Кабов О.А.*. Режимы двухфазного течения в микро- и миниканалах. Теплофизика и аэромеханика, 2015, том 22, № 3.

Перспективы законодательного регулирования криптовалюты в нефтегазовой отрасли в Российской Федерации
(Legislative perspectives for the regulation of cryptocurrency in oil and gas industry in the Russian Federation)

Войтинская Вероника Владимировна
Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: Старший преподаватель Фоломеева Т.В.

АННОТАЦИЯ

Научная статья посвящена исследованию законодательной базы Российской Федерации по вопросам регулирования цифровизации экономики посредством использования криптовалют, а также определению перспектив обращения нефтяных криптовалют, на примере действующих нормативно-правовых актов иностранных государств. Целью данного исследования является определение основных проблем в иностранном законодательстве при выпуске цифровых валют, подкрепленных нефтяными резервами на основе зарубежной практики. Существующие законодательные базы зарубежных стран позволили провести сравнительный анализ, который определил методологию данного исследования. Иностранные законодательные акты, посвященные цифровым валютам, освещают вопросы терминологии и детали транзакций, производимых на блокчейн-платформах. В результате исследования были выявлены главные недостатки регулирования цифровых валют, в виде проблем с налогообложением и волатильностью самих валют, а также обозначены вопросы, обязательные к законодательному закреплению. Практическая значимость данного исследования заключается в рассмотрении состояния законодательства иностранных государств по регулированию криптовалют, которые составляют необходимость разработки законодательства в Российской Федерации.

ABSTRACT

The scientific article is devoted to the research of the legislative framework of the Russian Federation on the regulation digitalization of economy through the use of cryptocurrency, as well as the determination of the prospects for the circulation of oil cryptocurrency, on the example of the existing normative and legal acts of foreign countries. The purpose of this study is to identify the main problems in foreign legislation in the production of digital currencies supported by oil reserves based on foreign practice. The existing legislative bases of foreign countries made it possible to carry out a comparative analysis, which determined the methodology of this study. Foreign legislation on digital currencies highlights the terminology and details of transactions made on blockchain platforms. As a result of the study, the main shortcomings of regulation of digital currencies were identified, in the form of problems with taxation and volatility of currencies themselves, as well as issues mandatory for legislative consolidation. The practical significance of this study is to consider the state of legislation of foreign countries to regulate cryptocurrency, which make it necessary to develop legislation in the Russian Federation.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Криптовалюта, блокчейн, стейблкоин, биткоин, токен, иностранное законодательство.

KEYWORDS

Cryptocurrency, blockchain, stablecoin, bitcoin, token, foreign legislation.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие информационных технологий оказывает огромное влияние на мировую экономику. Создание децентрализованной определенной базы данных под названием «блокчейн» достаточно сильно повлияло на нефтегазовую отрасль. Блокчейн технология представляет собой распределенную базу данных, у которой устройства хранения данных подключено к общему серверу. Блокчейн является огромным технологическим прорывом, затронувшим все сферы жизни общества. В настоящее время, перед предприятиями топливно-энергетического комплекса стоят различные вызовы: обеспечение торговли и расчетов; соответствие нормативным требованиям; наличие большого объема бумажной документации и согласований, что значительно увеличивает денежные и временные затраты на проведение транзакции; большое число участников и посредников, неэффективность переговорных процессов, медленный обмен данными; управление комплексными цепями поставок; обеспечение безопасной и эффективной транспортировки топлива; высокие риски мошенничества и ошибок; угроза кибератак и хищения информации. Все эти вызовы обусловили необходимость введения блокчейн-технологии в нефтегазовую сферу, и в частности криптовалюты. Криптовалюта - новое и противоречивое явление в области цифровой экономики, которое только набирает популярность среди государственных структур многих стран и лишь находится в процессе законодательного урегулирования. Необходимость перехода на криптовалюту на бирже объясняется тем, что она позволит убрать с рынка «неустойчивые» валюты из-за колебания курса, не обеспеченные резервами. Переход на цифровую нефтяную валюту поможет странам наращивать экспорт нефти, а также обходить любые финансовые и торговые ограничения. Предполагается, что криптовалюта сможет вытеснить доллар с нефтяного рынка и закрепиться в нем с большим успехом. Создание определенной платформы для осуществления операций с криптовалютами достаточно давно обсуждается в странах ОПЕК. В настоящее время условия энергетического рынка могут позволить России запуск нефтяной криптовалюты на основе технологии блокчейн. В 2017 году Президент РФ Владимир Путин утвердил перечень вопросов, касающихся использования цифровых технологий в финансовых сферах, согласно которым к 2019 году на территории РФ должно было быть введено регулирование цифровых финансовых активов. В рамках данного вопроса был разработан и направлен на рассмотрение в Государственную Думу законопроект, который после заслушивания был отправлен на доработку. Легализация криптовалюты Российской Федерации на данный момент стоит под вопросом, поскольку Международная организация разработки финансовых мер борьбы с отмыванием денег только летом 2019 года представила требования к законодательству по криптовалютам, которые поддержали страны «большой двадцатки». В эти требования входит проведение определенных операций по противодействию финансирования терроризму, которые включают в себя обязательную верификацию всех пользователей. Закон должен был пройти второе чтение в Государственной Думе уже в марте 2020 года, однако, из-за разногласий в определении правового статуса терминам «криптовалюта», «майнинг», продолжает дорабатываться. На сегодняшний день, криптовалюта в Российской Федерации считается имуществом и не имеет четкого регламентированного правого статуса. В России перед запуском собственной нефтяной криптовалюты, идет работа над выпуском «цифрового рубля» для удобства проведения финансовых операций между государством и корпорациями. Появление на энергетическом рынке собственных нефтяных криптовалют будет являться огромным прогрессом как в области цифровизации, так и на глобальном нефтяном рынке, и, безусловно, будет требовать правового регулирования для защиты от противоправных действий со стороны третьих лиц, что обусловило актуальность данного исследования.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В Российской Федерации на данный момент только разрабатывается законодательство по регулированию криптовалют. Согласно указу Президента от 2018 года, в качестве одного из направлений государственной деятельности до 2024 года будет являться обеспечение ускоренного внедрения цифровых технологий в экономике и социальной сфере. В соответствии с федеральным законом «О Центральном банке Российской Федерации (Банке России) »[12] и 75 статьей Конституции РФ[13] официальной денежной единицей в стране является рубль и денежная эмиссия может осуществляться исключительно Центральным банком РФ, а введение и эмиссия других валют не допускается, следовательно, рассматривать криптовалюту как легальную валюту на территории РФ нельзя. В законодательстве присутствует только нормы о выпуске и обращении «электронных денег», согласно федеральному закону «О национальной платежной системе» и нет точного определения термину «криптовалюта», однако, в письме ФНС от 2016 года[14], в целом совершение операций с использованием криптовалюты на территории РФ не запрещается. В настоящее время, планируется внести в Гражданский кодекс определение «цифровых денег» и включить их в список объектов гражданского права. Благодаря выпуску собственных криптовалют, подкрепленными нефтяными резервами, производители нефти могут избежать зависимости от нефтедолларов и контроля от США. Создание нефтных криптовалют обусловлено волатильностью рынка криптовалют. Следовательно, “привязка” криптовалюты к производству нефти позволит избежать волатильности криптовалют. Существует такая разновидность криптовалют как стейблкоин – это криптовалюта, подкрепленная ценным активом, такими как нефть, фиатные деньги, золото и т.д. Стейблкоины делятся на подкрепленные активами, обеспеченные другими криптовалютами и необеспеченные стейблкоины. Главной же проблемой в Российской Федерации для выпуска собственных стейблкоинов является отсутствие законодательной базы для крипторынка в РФ. К преимуществам стейблкоинов стоит относить то, что у них низкий уровень волатильности, они обеспечены реальной ценностью и обладают низким уровнем зависимости от государственных учреждений. Тем не менее, стейблкоины являются централизованными активами, так как их выпускают либо криптобиржи, либо известные фонды или частные финансовые учреждения, что является огромным недостатком.

Первой страной, выпустившей собственную нефтяную криптовалюту является Венесуэла. В соответствии с Указом № 3196 от 8 декабря 2017 года[15] Правительство Венесуэлы выпустило собственную криптовалюту Petro, которая подкреплена венесуэльскими баррелями нефти и минеральными ресурсами, используется наряду с боливаром и может служить для получения доступа к международному финансированию. Данный указ закрепляет детали по совершению операций с нефтью, включая ее выпуск, добычу и торговлю в Венесуэле в соответствии с правилами купли-продажи, которые содержатся в Гражданском кодексе Венесуэлы. Указ также предусматривает государственный надзор за венесуэльскими крипто-активами и связанной с ними деятельностью. Указ 3196 гласит, что владелец Petro сможет обменять

[12] Федеральный закон "О Центральном банке Российской Федерации (Банке России)" от 10.07.2002 N 86-ФЗ

[13] Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 № 6-ФКЗ, от 30.12.2008 № 7-ФКЗ, от 05.02.2014 № 2-ФКЗ, от 21.07.2014 № 11-ФКЗ) // Собрание законодательства РФ. - 04.08.2014. - № 31. - ст. 4398.

[14] Письмо Федеральной налоговой службы от 3 октября 2016 г. N ОА-18-17/1027 Об операциях, связанных с приобретением или реализацией криптовалют с использованием валютных ценностей (иностранной валюты и внешних ценных бумаг) и (или) валюты РФ

[15] Указ Президента Венесуэлы № 3196 «О разрешении создания венесуэльского надзора за крипто-активами и связанной с ним деятельностью» от 8 декабря 2017 г.

рыночную стоимость крипто-актива на эквивалент в другой криптовалюте или в боливарах (традиционная валюта Венесуэлы) по рыночному обменному курсу, опубликованному национальной биржей крипто-активов. 10 января 2018 года Парламент Венесуэлы объявил, что выпуск внутренней криптовалюты, такой как petro, является незаконным, так как закрепление криптовалют в законе требуется делать в соответствии с Национальной Конституцией. Кроме того, только Центральный банк Венесуэлы может выпускать национальную валюту, а так как выпуск цифровой валюты осуществляется не Центральным банком, то она не может быть легализована не территории страны. Несмотря на все это, Правительство Венесуэлы объявило, что нефть становится законным платежным средством для всех сделок с государственными учреждениями уже с 9 апреля 2018 года.

В США также были введены в оборот цифровые активы и планируется реализация проекта по созданию собственных нефтяных стейблкоинов. Первым стейблкоином на территории США являлась криптовалюта «Tether», которая была подкреплена долларом и использовалась в качестве инструмента для фиксации прибыли от торговли. Инвестор криптовалютной торговой площадки «Bitfinex» Жао Донг сделал заявление, что Tether на данный момент разрабатывает проект по созданию стейблкоина USTD, который был бы обеспечен как нефтью, так и золотом, либо каучуком. Данный стейблкоин, может помочь избавиться инвесторам от рисков, которые связаны с хранением крупных объемов фиатных средств на банковских счетах. Налогообложение криптовалют в США также предусмотрено нормативно-правовым актом «о товарных биржах»[16], который регулирует торговлю на товарных биржах с помощью различных финансовых инструментов, независимо от того, выражены они в виртуальной валюте или нет. На сегодняшний день в США самыми используемыми, введенными в оборот цифровыми активами являются криптовалюты Gemini Dollar (GUSD), Paxos, True USD и USD coin (USDC). Стейблкоин USDC был запущен на российской блокчейн-платформе Ethereum, за счет чего является одним из самых популярных, так как Ethereum базируется на использовании смарт – контрактов, которые позволяют реализовать большое количество решений на базе технологии блокчейн. Тем не менее, в США, на данный момент, все действующие криптовалюты подкреплены лишь долларом в соотношении 1:1 и, базируясь на практике Венесуэлы, будет разрабатываться собственная нефтяная криптовалюта.

Также, помимо перспектив создания нефтяных криптовалют во многих государствах, стоит отметить, что на данный момент оказывается огромное влияние токенов на предприятия топливно-энергетического комплекса. Предполагается возможность использования токенов блокчейн-платформ для представления торгуемого актива: нефтегазовые компании смогут осуществлять финансовые транзакции с баррелями нефти, которые будут включать токены с названиями марок нефти, торговля которых будет происходить на международных биржах. Данные токены будут являться торговым активом барреля нефти. Токены также характеризуются зависимостью от волатильности фиатной валюты. Выгодность использования токенов заключается в преимуществе блокчейн систем перед бумажной документацией благодаря скорости совершения операций. Несмотря на то, что в России законодательство по регулированию криптовалют находится только в стадии разработки, во многих странах подобные законы давно были приняты и функционируют в настоящий момент. Правительства отмечают, что вложение средств в криптовалюты являются личным риском граждан и в случае их потери не будет предоставлено юридических гарантий судебной защиты. Также, существует риск, который связан с содействием многих организаций в осуществлении

[16] Закон о товарно - сырьевой бирже (гл. 545, 49 Stat. 1491 , принятый 15 июня 1936) [Электронный ресурс] URL: [https://uscode.house.gov/view.xhtml?req=(title:7%20section:1%20edition:prelim)]

транзакций с помощью криптовалют, которые никак не регулируются законодательством. Необходимость принятия законодательства обусловлена тем, что криптовалюта создает возможность для осуществления незаконной деятельности, такой как терроризм или отмывание денег. Тем не менее, не только выпуск собственных стейблкоинов обеспеченных нефтью на данный момент находится в стадии разработки за рубежом, но и законодательство, регулирующее данную цифровую валюту. Перед выпуском нефтяных криптовалют, большинство стран опробовали выпуск собственных простых криптовалют, не обеспеченных нефтяными резервами, и на основе данного опыта, в будущем будут разрабатывать собственные стейблкоины. Также, стоит отметить, что многие страны закрепляют в законе определенные требования по соблюдению осторожности при совершении транзакций с использованием криптовалют. Австралия, Канада и остров Мэн на данный момент уже приняли закон, в котором был закреплен процесс совершения транзакций, а также учреждения, которые помогут облегчить данный процесс, и будут под контролем центра. Тем не менее, нефтяных криптовалют на данный момент существует очень мало и законодательная база для них находится только в стадии разработки. Во многих государствах, в настоящее время, происходит только становление законодательной базы в целом для криптовалют и опыт стран в обращении этих криптовалют, будет являться неким примером для будущего законодательства России по регулированию данной сферы.

Стоит отметить, что важным аспектом в законотворчестве, касательно криптовалют, является налогообложение. Главной проблемой является решение вопроса, можно ли относить прибыль с криптовалют к доходу. Общий подход к данной проблеме не выработан, в связи с чем каждое государство самостоятельно принимает решение по данному вопросу. Также, на данный момент, по решению Европейского суда в 2015 году прибыль от инвестиций в криптовалюту не облагается налогом на добавленную стоимость в государствах-членах Европейского Союза. В большинстве стран, которые только разрабатывают законодательство для налогообложения прибыли с криптовалют, также освобождают от налогообложения. Рассмотрим некоторые страны. Так, например, в Аргентине криптовалюта не является легализованной валютой, однако прибыль с нее все равно облагается налогом. Криптовалюта не является легализованной валютой, поскольку она не выпускается государственным монетарным органом и не является законным платежным средством. В Канаде также официально разрешено использование криптовалют, однако, они не являются законным средством платежа, так как согласно Канадскому закону «о валютах» прописано, что законным платежным средством являются только банкноты, выпущенные Банком Канады в соответствии с Законом о Банке Канады и монеты, выпущенные в соответствии с Законом о Королевском монетном дворе Канады. Налогообложение применяется также и к операциям совершаемым с цифровыми валютами в соответствии с Канадским законодательством. 19 июня 2014 года был принят законопроект, который включал в себя поправки к федеральному закону Канады «о доходах от преступной деятельности (отмывание денег) и финансировании терроризма». Данный закон считается первым в мире национальным законом о цифровых валютах, который был принят в соответствии с национальным законодательством о борьбе с отмыванием денег.

Франция же на данный момент находится только в стадии разработки законодательства о криптовалюте и данный вопрос регулируют всего два постановления о технологии блокчейн. Тем не менее, французское правительство активно работает над созданием необходимого законодательства. Указ Президента « О депозитных сертификатах» от 28 апреля 2016 года[17] содержал первое определение «блокчейна» во

[17] Указ Президента Франции “О депозитных сертификатах” №2016-520 от 28 апреля 2016 года

всем французском законодательстве, но в остальном эти положения имели очень узкое применение. Постановление от декабря 2017 года позволило использовать технологию блокчейна для более широкого спектра финансовых инструментов. Стоит также отметить, что Франция и Германия совместно обратились с просьбой о том, чтобы «Большая двадцатка» обсудила криптовалюты, чтобы согласованные инициативы могли быть предприняты на международном уровне.

В Республике Беларусь Указ Президента «О развитии цифровой экономики» вступил в силу 28 марта 2018 года[18]. В нем закреплено право покупать, продавать, обменивать и добывать криптовалюту. Согласно данному указу, большинство налоговых и валютных правил в указе распространяются в основном на юридические лица. Тем не менее, физическим лицам разрешено заниматься майнингом, приобретать токены, продавать и в целом самостоятельно распоряжаться криптовалютой. Доход, полученный от майнинга и операций в криптовалютах, освобождается от налогообложения до 2023 года.

Касательно Евросоюза, стоит отметить, что все началось с предоставления законодательного предложения 5 июля 2016 года Европейская комиссия о внесении поправок в Четвертую директиву по борьбе с отмыванием денег. Она предложила, в частности, включить провайдеров-хранителей кошельков и платформы виртуального обмена валют в сферу действия директивы, что означает, что они будут обязаны выполнять требования должной осмотрительности и внедрять процедуры для выявления, предотвращения отмывания денег и финансирования терроризма. Европейская комиссия отметила, что анонимность, которую обеспечивает криптовалюта, открывает возможность осуществления незаконной деятельности, которая может навредить потребителям. В предложении также содержится определение термина «виртуальная валюта». Европейский парламент принял текст директивы на пленарном заседании 19 апреля 2018 года. 22 октября 2015 года Европейский суд постановил в своем решении, что операции по обмену традиционной валюты на биткоины или другие виртуальные валюты и наоборот, представляют собой предоставление услуг, но при этом подпадают под освобождение от налога на добавленную стоимость. Таким образом, покупка или продажа биткоинов освобождается от НДС во всех государствах-членах ЕС.

В Российской Федерации на сегодняшний день отсутствует правовое регулирование криптовалют. Министерство финансов и ФНС в своих письмах отмечают, что криптовалюта – это имущество, при продаже которого физическому лицу необходимо заплатить налог на доход. Это означает, что по итогам года физлицо самостоятельно подает декларацию и оплачивает налог. Согласно письму Минфина России[19] налоговая база от операций купли-продажи криптовалют определяется как превышение общей суммы доходов, полученных налогоплательщиком в налоговом периоде от продажи соответствующей криптовалюты, над общей суммой документально подтверждённых расходов на её приобретение. Также Минфин отмечает, что оснований для применения льготного порядка налогообложения доходов от продажи имущества, а также возможности получения имущественного налогового вычета, не имеется на данный момент. Порядок налогообложения криптовалют в РФ не установлен из-за неопредленного правового статуса криптовалюты. Налогообложение криптовалют будет возможно осуществить в Российской Федерации только после официальной регламентации определения криптовалют либо как имущества, либо как финансового инструмента.

[18] Декрет Президента Республики Беларусь от 21.12.2017 N 8 "О развитии цифровой экономики"

[19] Письмо ФНС России от 22.11.2018 N БС-4-11/22635"О налогообложении доходов физических лиц" (вместе с Письмом Минфина России от 08.11.2018 N 03-04-07/80764)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день, многие государства находятся лишь в стадии построения цифровой экономики, и криптовалютами пользуются не так много людей. В России на данный момент лишь в федеральном законе «О национальной платежной системе» дается определение электронным деньгам, однако, четкого определения термина «криптовалюта» не существует в российском законодательстве. Официально о необходимости законодательной регламентации криптовалют заговорили еще в 2014 году, но на сегодняшний момент пока не принят закон, регламентирующий использование криптовалюты. В ближайшее время планируется принятие закона “О цифровых активах”, в котором будут регламентированы криптовалюты, будет дано описание нового вида договора - смарт-контракт, а также установлена процедура выпуска токенов и их обмена через специальных операторов. Практика создания цифровых валют, основанных на токенизации сырьевых ресурсов, послужит положительным примером для других стран. Правовая регламентация криптовалют позволит ускорить процесс создания собственной нефтяной криптовалюты. Нефтяные криптовалюты будут иметь большой успех в будущем и их введение будет являться необходимостью в условиях появления цифровой экономики. Появление на мировом крипторынке российских криптовалют, подкрепленных нефтяными энергоресурсами, является лишь вопросом времени и после появления законодательства в РФ по регулированию криптовалют, обеспеченных фиатными деньгами, государством будет поставлен вопрос о создании отдельного законодательства для криптовалют, обеспеченных нефтяными резервами. Таким образом, хотелось бы отметить, что для должного функционирования цифровой экономики, законодательство Российской Федерации по регулированию цифровых валют, должно содержать точные формулировки терминов «майнинг», «криптовалюта», «токен», а также рекомендации по совершению транзакций, для предотвращения совершения преступной деятельности, такой как отмывание денег и терроризм. Правовое регулирование криптовалют должно устанавливать контроль и ответственность за неправомерной деятельностью с использованием криптовалют, должны быть зафиксированы особенности использования криптовалют при совершении финансовых операций, установлены нормы о налогообложении к криптовалютам, а также закреплены гарантии обеспечения сохранения конфиденциальности и персональных данных при совершении операций с криптовалютами.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 № 6-ФКЗ, от 30.12.2008 № 7-ФКЗ, от 05.02.2014 № 2-ФКЗ, от 21.07.2014 № 11-ФКЗ) // Собрание законодательства РФ. - 04.08.2014. - № 31. - ст. 4398.
2. Федеральный закон «О Центральном банке Российской Федерации (Банке России)» от 10 июля 2002 г. № 19-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. 2002, №6, ст.171.
3. Федеральный закон от 27 июня 2011 года N 161-ФЗ «О национальной платежной системе» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, N 27, ст. 3872; 2013, N 27, ст. 3477; N 30, ст. 4084; N 52, ст. 6968; 2014, N 19, ст. 2315, 2317; N 43, ст. 5803; 2015, N 1, ст. 8, 14; 2016, N 27, ст. 4221, 4223; 2017, N 15, ст. 2134; N 18, ст. 2665; N 30, ст. 4456; 2018, N 27, ст. 3950, 3952; N 49, ст. 7524; 2019, N 12, ст. 1223)
4. Указ Президента РФ от 7 мая 2018 г. N 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»

5. Декрет Президента Республики Беларусь от 21.12.2017 N 8 «О развитии цифровой экономики»
6. Указ Президента Венесуэлы № 3196 «О разрешении создания венесуэльского надзора за крипто-активами и связанной с ним деятельностью» от 8 декабря 2017 г.
7. Указ Президента Франции «О депозитных сертификатах» №2016-520 от 28 апреля 2016 года
8. Закон о товарно - сырьевой бирже (гл. 545, 49 Stat. 1491 , принятый 15 июня 1936) [Электронный ресурс] URL: [https://uscode.house.gov/view.xhtml?req=(title:7%20section:1%20edition:prelim)]
9. Использование криптовалют и технологии блокчейн в ТЭК / Корпорация «Энергия»
10. Письмо Федеральной налоговой службы от 3 октября 2016 г. N ОА-18-17/1027 «Об операциях, связанных с приобретением или реализацией криптовалют с использованием валютных ценностей (иностранной валюты и внешних ценных бумаг) и (или) валюты РФ»
11. «Понятие и правовое регулирование криптовалюты в зарубежных странах» / Егорова М.А./ Журнал «Большая Евразия: развитие, безопасность, сотрудничество», 2019 г.
12. «Правовое регулирование криптовалютной отрасли в России и за рубежом»/ Букина С.Е., Паламарчук А.Р. / Журнал «Проблемы экономики и юридической практики», 2018 г.

Экспериментальное исследование теплового газодинамического метода для предотвращения гидратообразования при разработке газовых месторождений и установок комплексной подготовки газа

(Experimental research of heat gas and dynamic method for prevention of hydrate formation at gas field development)

Волков Павел Валерьевич[1], Большунов Артем Владимирович[2]
[1]Младший научный сотрудник, [2]Аспирант
[1]ТомскНИПИнефть, [2] НИТПУ
Научный руководитель: д.т.н., профессор Зятиков П.Н.

АННОТАЦИЯ

Основная цель работы - экспериментальное исследование процесса удаления из потока газа льда и его разрушения на специализированной установке Создана новая методика для борьбы с гидратообразованием на основе экспериментальных данных, полученных с помощью разработки стенда для теплового газодинамического воздействия при поддержке нефтегазовой компании BP на базе Томского политехнического университета. Новая методика позволяет извлекать из трехфазного потока частицы льда и расплавлять их. При использовании новой методики проведены расчеты и поставлено более 500-сот экспериментов. Представлена модель расчета геометрических параметров циклона и модель зоны возможного возникновения и аккумулирования гидратов.

ABSTRACT

The relevance of the study is conditioned to the need to reduce the amount of gas hydrates in the mixture stream or their complete destruction. A new technique has been created to combat hydrate formation on the basis of experimental data obtained by developing a stand for thermal gas-dynamic effects with the support of BP, an oil and gas company based at Tomsk Polytechnic University. The new technique makes it possible to extract ice particles from a three-phase flow and melt them. Using the new methodology, calculations were performed and more than 500 experiments were performed. A model for calculating the geometric parameters of the cyclone and a model of the zone of possible occurrence and accumulation of hydrates are presented.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Гидратообразование, циклон, газодинамический метод, тепломассообмен, динамика.

KEYWORDS

Hydrate formation, cyclone, gasodynamic method, heat and mass transfer, dynamic.

В девятнадцатом столетии гидраты были очень плохо изучены. Ранняя цель исследований была посвящена выяснению химических соединений, которые способны образовывать гидраты, и какие термобарические параметры для этого необходимы. В этот период времени было открыто большое количество гидратообразующих веществ. Только в двадцатом веке газовые гидраты были отмечены и указали на свою важность в промышленной отрасли.[2,6]

Для эффективной борьбы с отложениями гидратов, необходимо комплексно учитывать все параметры и условия их образования и диссоциации.[3,5] Система расчета должна быть адаптивной, потому что величина температуры, давления, расхода и компонентного состава непостоянны.[1] Для решения всех практических задач,

необходимо иметь детальную физико-математическую модель, учитывающую условия эксплуатации и разработки.[8]

Объектом исследования является автономная модульная установка, на которой проводились эксперименту по отделению льда.

Исследования выполнены на базе Томского политехнического университета путем проведения более 500 экспериментальных сессий с различными термобарическими параметрами. Результаты и выводы представлены в виде графиков и аналитического обзора.

РАСЧЕТ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВОЗМОЖНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ НА УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА

Для построения физической модели применения установки, необходимо рассчитать вероятность образования гидратов на участке. Для этого вносятся основные данные от нефтегазодобывающей или компании по транспортировке углеводородного сырья (таблица 1, таблица 2). [9]

Таблица 1. – Начальный компонентный состав газа

Компонент	**CH_4**	**C_2H_6**	**C_3H_8**	**C_4H_{10}**	**C_5H_{10}**	**CO_2**	**N_2**
Доля, %	84,52	5,82	5,03	1,94	0,57	1,47	0,65

Таблица 2. – Основные параметры смеси газа

№	**Параметр**	**Значение**
1	Плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3	$\rho_{СТ=}$ 0,8580
2	Относительная плотность газа по воздуху	Δ=0,62;
3	Длина линейного участка газопровода, км	$\ell_{КС}$ =141,25
4	Внутренний диаметр газопровода, мм	$D_{вн}$ =400
5	Расход газа при стандартных условиях, млн.м^3/сут	Q=6,823
6	Начальное и конечное давление в ЛУ, МПа	$P_Н$ =6,5 $P_{К=}$ 3
7	Начальная температура газа в ЛУ, К	$T_Н$ =315
8	Температура окружающей среды, К	T_0 =276
9	Средняя температура газа в ЛУ, К	$T_{СР}$ =298,932
10	Теплоемкость газа, Дж/(кг·К)	C_P =2816,469
11	Средний коэффициент теплопередачи, Вт/(м^2·К)	$K_{СР}$ =1,244
12	Коэффициент Джоуля-Томсона, К/МПа	Di =3,191

После проведения расчетов по методике Шухова были получены основные аналитические данные (таблица 3) и отображены графические результаты на рисунке 1.

Таблица 3. – Данные по участкам трубопровода

Участок	**Давление, МПа**	**Температура газа, К**	**Температура точки росы газа, К**	**Температура равновесного гидратообразования**
0,1	6,24	292,27	272,68	285,19
0,2	5,97	289,97	272,07	284,83
0,3	5,68	287,82	271,40	284,44
0,4	5,38	285,81	270,66	284,00
0,5	5,06	283,92	269,83	283,51
0,6	4,72	282,15	268,89	282,95
0,7	4,36	280,49	267,80	282,31
0,8	3,96	278,94	266,50	281,53
0,9	3,51	277,48	264,91	280,57
1	3,00	276,11	262,82	279,31

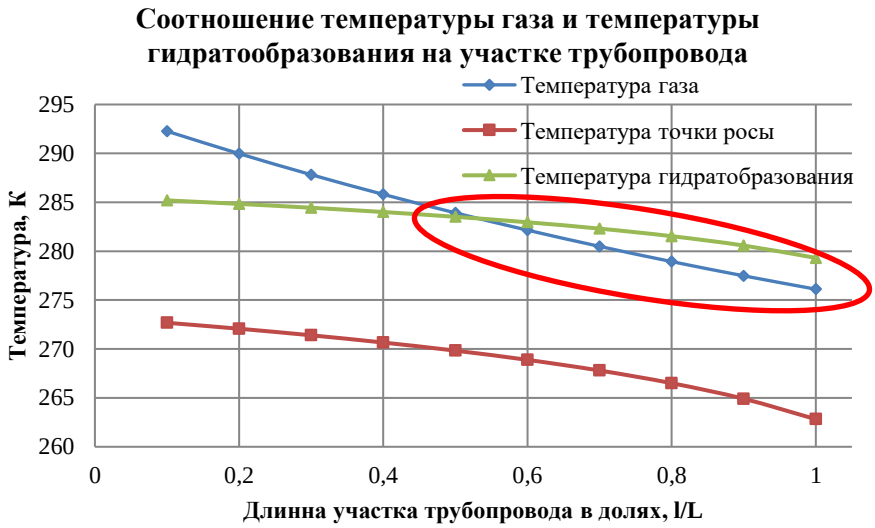


Рисунок 1. – Результаты расчетов по соотношению температур

По графику видно, что при данной эксплуатации, температура среды на втором участке трубопровода ниже, чем температура гидратообразования. Следовательно, этот участок считается началом зоны гидратообразования. [4] До конца протяженности трубопровода во внутренней полости будет происходить аккумулирование гидратов. Для недопущения образования гидратных пробок или скопления гидратов на различных участках, что может привести к снижению общего расхода газа, выхода из строя оборудования или остановки потока, необходимо провести мероприятия по предотвращению гидратообразования.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ

Установка теплового газодинамического воздействия для предотвращения гидратообразования имеет пропускную способность не более 50 $м^3$/час газа. Схема экспериментального стенда для борьбы с гидратообразованием (льдом в опытных экспериментах) представлена на рисунке 2. Главные задачи, которые необходимо было определить практическим путем с помощью предложенной установки:

- расчет оптимального количества льда для подачи на установку, которое обеспечит максимальную производительность и степень захвата частиц льда;
- определение оптимальных параметров газодинамического потока внутри полости аппарата и конструкции циклона;
- задание оптимальных рабочих параметров процесса для проведения экспериментов. [4]

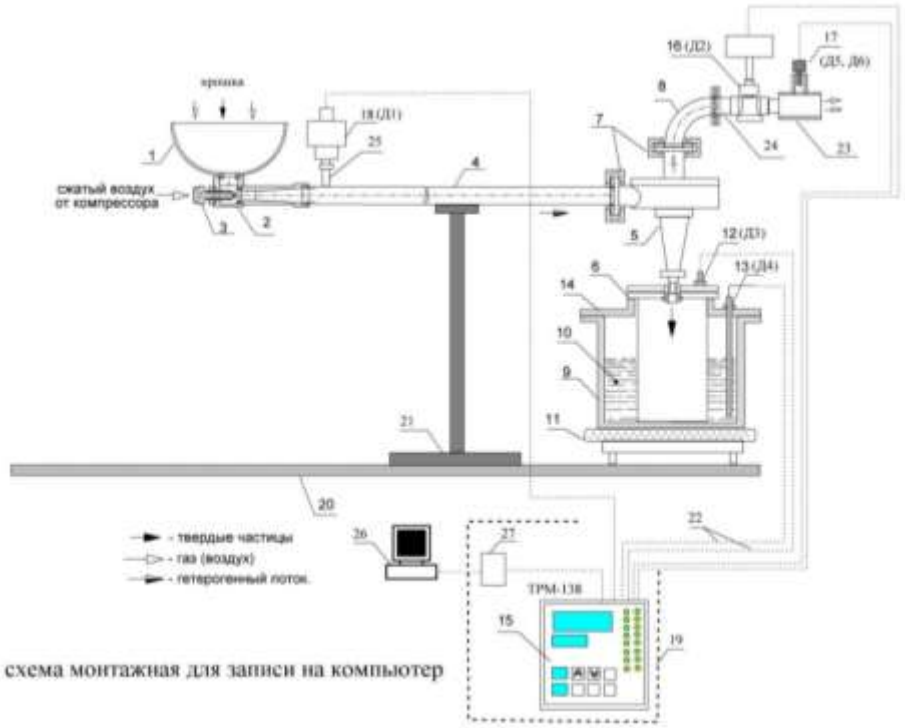


Рисунок 2. – Схема экспериментальной установки: 1 – Воронка приемная; 2 – Эжектор с кольцевым соплом; 3 – Переходник 27/20 мм; 4 – Труба транспортная Dy 20мм; 5 – Циклон с крышкой; 6 – Форбункер; 7 – Замки; 8 – Колено Dy- 20мм; 9 – Сосуд с жидкостью; 10 – Жидкость (глицерин); 11 – Электроплитка 220 В; 12 – Датчик температуры газа (ДТС014-50М.В3.20/1); 13 – Датчик температуры жидкости (ДТС014-50М.В3.20/1); 14 – Крышка сосуда; 15 – Модуль ввода аналоговый МВ 110-224.8А; 16 – Электронный датчик разности давлений (ДМ5007А-ДД); 17 – Совмещенный датчик влажности и температуры, ДВТ-02, (4-20мА); 18 – Электронный датчик давления, (4-20 мА); 19 – Шкаф системы управления; 20 – Столешница монтажная; 21 – Штатив; 22 – Электрические линии связи; 23 – Спрямляющая труба с гнездом посадки влагомера; 24 – Переходное крепление; 25 – Муфта крепления датчика давления; 26 – Компьютер; 27 – Преобразователь интерфейса RS-485 (АС-4); 28 – Сигнальные пневмотрубки. [4]

В приемную воронку (1) подается лед (наиболее близкий по своим химическим свойствам к гидратам элемент) с размерностью частиц до 7 мм. От компрессора, проходя через регулятор давления (3) подается сжатый воздух с требуемым давлением на эжектор (2). В результате такого воздействия образуется движение потока газа с частицами льда по транспортной трубе ($Д_у$=20 мм), затем трехфазный поток поступает в прямоточный циклон (5), где отделяются частицы льда из потока и направляются в форбункер с подогревом (6), где лед (в реальной системе – гидрат) разрушается.

Диаметр сечения сопла для проведения экспериментов: 1,2,3,4,5 мм. Газ продолжает движение дальше, где выходит из системы. Датчики (12) и (13) замеряют температуру среды и температуру теплоносителя для оценки необходимого количества подводимой энергии, датчик (18) замеряет давление в системе на начальном этапе эксперимента. Датчик (17) замеряет влагосодержание воздуха, датчик (18) – общий расход смеси в системе. Все данные в режиме реального времени передаются на компьютер (26) и в соответствии с методом, описанным в [11] и производиться мгновенный расчет. Для обработки информации и интерпретации результатов

используется алгоритм, описанный в [10] для получения точных и адаптированных значений термобарических параметров эксперимента.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЦИКЛОНА

Из [8] рассчитываем оптимальную скорость течения $\vartheta_0 = 3{,}5$ м/с для рассматриваемого циклона. Рассчитываем по формуле (1) требуемую площадь сечения циклона:

$$S = \frac{L}{3600 \cdot \vartheta_0}, \quad (1)$$

где: L – объемный расход выбросов через циклон, м^3/ч;

$$S = \frac{15}{3600 \cdot 3{,}5} = 0{,}0012 \text{ м}^2$$

Рассчитываем диаметр циклона (D), учитывая, что число циклонов $n = 1$, м:

$$D = 1.13 \cdot \sqrt{\frac{S}{n}} \quad (2)$$

$$D = 1.13 \cdot \sqrt{\frac{0{,}0012}{1}} = 0{,}0389 \text{ м}$$

Из [8] выбираем нормируемый диаметр $D_1 = 0{,}04$ м

Определяем действительную скорость потока смеси в циклоне:

$$\vartheta_0' = \frac{1{,}27 \cdot L}{3600 \cdot n \cdot D_1^2} \quad (3)$$

$$\vartheta_0' = \frac{1{,}27 \cdot 0{,}0012}{3600 \cdot 1 \cdot 0{,}04_1^2} = 3{,}307 \text{ м/с}$$

Действительная скорость в циклоне не должна отличаться от оптимальной более чем на 15 %:

$$\Delta = \frac{\vartheta_0 - \vartheta_0'}{\vartheta_0} \cdot 100\% \quad (4)$$

$$\Delta = \frac{\vartheta_0 - \vartheta_0'}{\vartheta_0} \cdot 100\% = \frac{3{,}5 - 3{,}3}{3{,}3} = 5{,}5\%$$

Берем за основу компоновку циклонов в соответствии с [8]. Определяем значение коэффициента местного сопротивления $\Delta\varepsilon_0 = 60$. Рассчитываем динамическую вязкость воздуха для рабочих условий (μ), Па/с:

$$\mu = 1{,}75 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{273 + t}{273}\right)^{0{,}683}, \quad (5)$$

где: t – температура окружающей среды в ^{0}С.

$$\mu = 1{,}75 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{273 + 20}{273}\right)^{0{,}683} = 1{,}83 \cdot 10^{-5} \text{ Па/с}$$

Рассчитываем аэродинамическое сопротивление циклона ($\Delta P_ц$), Па по формуле:

$$\Delta P_ц = \xi_ц \cdot \left(\frac{\rho_в \cdot \vartheta_0'^2}{2}\right) \quad (6)$$

где: $\rho_в = 0{,}646$ - сопротивление потока воздуха; $\xi_ц$ - коэффициент местного сопротивления, который отнесен к скорости ϑ_0' и определен с учетом поправочных коэффициентов по формуле:

$$\xi_ц = k_1 \cdot k_2 \cdot \xi_0 + \Delta\xi_0, \quad (7)$$

где: $\Delta\xi_0$ - коэффициент, который зависит от компоновки циклонов [8]; k_1 - коэффициент, который зависит от диаметра циклона [8], k_2 - поправочный коэффициент на запыленность воздуха [8], ξ_0 - коэффициент местного сопротивления из [8]:

$$\xi_ц = 0{,}94 \cdot 0{,}95 \cdot 5{,}25 + 60 = 64{,}68$$

$$\Delta P_ц = 64{,}68 \cdot \left(\frac{0{,}646 \cdot 3{,}3^2}{2}\right) = 255{,}95 \text{ Па}$$

По графику фракционной эффективности очистки из [8] определяем размер частиц d_{50} d_{50} с эффективностью улавливания 97,8 % для выбранного типа циклона с D_1 и принятых условиях эксперимента. Для определения эффективности циклона других размеров и скорости движения воздуха, его вязкости и плотности вычисляют новое значение d'_{50} мкм, по формуле:

$$d'_{50} = 548{,}5 \cdot d_{50} \cdot \sqrt{\frac{D_1 \cdot \mu \cdot \vartheta_0}{Pn \cdot \vartheta'_0}}, \quad (8)$$

где: Pn – плотность частиц ($Pn = 1000$ кг/м^3)

$$d'_{50} = 548{,}5 \cdot d_{50} \cdot \sqrt{\frac{0{,}04 \cdot 1{,}83 \cdot 10^{-5} \cdot 3{,}5}{1000 \cdot 3{,}3}} = 0{,}00413 \text{ м}$$

Основные размеры циклона должны быть следующими:

Выходное отверстие циклона:

$$D_{\text{вых}} = 0{,}59 \cdot D_1 = 0{,}59 \cdot 0{,}04 = 0{,}025 \text{ м};$$

Размеры входного патрубка a,b:

$$a = 1{,}11 \cdot D_1 = 1{,}11 \cdot 0{,}04 = 0{,}044 \text{ м};$$

$$b = 0{,}26 \cdot D_1 = 0{,}26 \cdot 0{,}04 = 0{,}01 \text{ м};$$

Общая высота циклона:

$$H = 3{,}1 \cdot D_1 = 3{,}1 \cdot 0{,}04 = 0{,}124 \text{ м}.$$

ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Эксперимент 1 – Определение степени отделения

Эксперимент проводился при следующих условиях: постоянное значение давление подачи воздуха P=2атм., масса льда m=150г, размерность частиц льда 2-4 мм, диаметр сопла d=2мм, постоянный коэффициент эжекции. Температура воздуха в форбункере и температура теплоносителя поддерживаются изменением мощности нагревателя и остаются неизменными на протяжении всего эксперимента. Задача состояла в том, чтобы найти массу льда, который не отделился из потока смеси.

Эксперимент 2 – Определение степени отделения

Эксперимент проводился при следующих условиях: постоянное значение давление подачи воздуха P=3атм., масса льда m=150г, размерность частиц льда 2-4 мм, диаметр сопла d=3мм, постоянный коэффициент эжекции. Температура воздуха в форбункере и температура теплоносителя поддерживаются изменением мощности нагревателя и остаются неизменными на протяжении всего эксперимента. Задача состояла в том, чтобы найти массу льда, который не отделился из потока смеси.

Эксперимент 3 – Определение степени отделения

Эксперимент проводился при следующих условиях: постоянное значение давление подачи воздуха P=4атм., масса льда m=150г, дисперсность льда 2-4 мм, диаметр сопла d=4мм, постоянный коэффициент эжекции. Температура воздуха в форбункере и температура теплоносителя поддерживаются изменением мощности нагревателя и остаются неизменными на протяжении всего эксперимента. Задача состояла в том, чтобы найти массу льда, который не отделился из потока смеси.

В первых трех экспериментах физическая задача состоит в том, чтобы определить зависимость степени отделения твердых частиц от начальной их концентрации и от объемного расхода газа. Расход газа изменяется входным давлением и диаметром сопла, концентрация льда в исходном потоке изменяется временем введения частиц в систему: m льда=150г/t введения (г/сек). Температура теплоносителя постоянна.

На рисунке 3 приведены результаты экспериментов 1, 2 и 3. Представлен общий график распределения зависимости степени отделения частиц льда от их начальной концентрации и от динамики потока в сравнении.

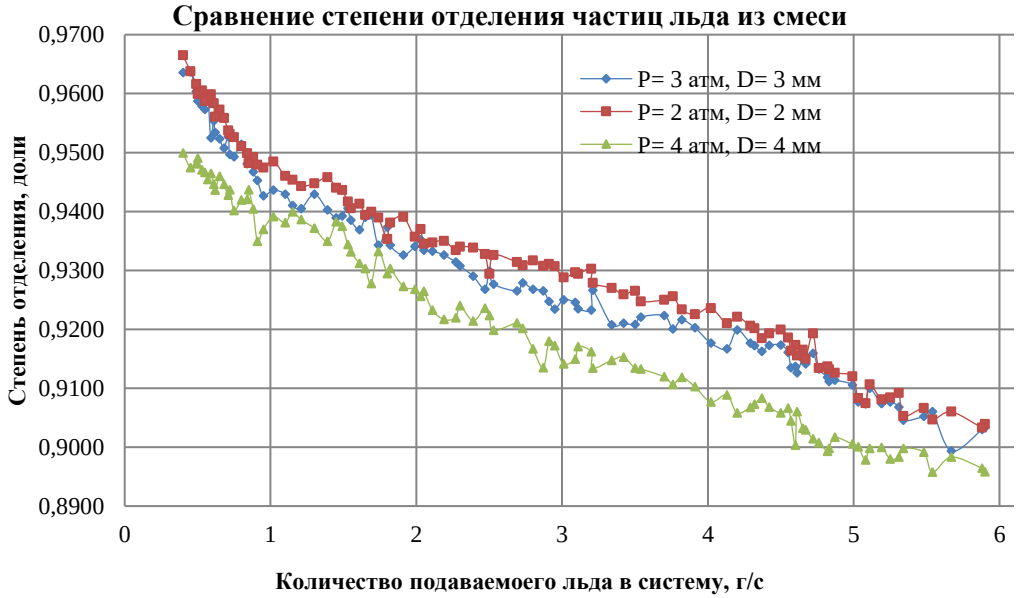


Рисунок 3. – Обобщенные результаты экспериментов 1,2,3

Из рисунка 3 видно, что чем выше динамика потока, и чем выше исходная концентрация, тем хуже происходит отделение частиц. Для проведения эксперимента по тепловому воздействию, воспользуемся моделью №1, где произошло лучшее отделения льда из потока смеси. Экспериментально определим время восстановления температуры теплоносителя до его начальной температуры. Рассмотрим 2 температурных режима: $t_{начальное}$=60 ^{0}C и $t_{начальное}$=80 ^{0}C.

Эксперимент 4 – Определение времени восстановления температуры теплоносителя

Эксперимент проводился при следующих условиях: постоянное значение давление подачи воздуха P=2атм., масса льда m=150г, дисперсность льда 2-4 мм, диаметр сопла d=2мм, постоянный коэффициент эжекции. Начальная температура теплоносителя составляет 60 0C.

Эксперимент 5 – Определение времени восстановления температуры теплоносителя

Эксперимент проводился при следующих условиях: постоянное значение давление подачи воздуха P=2атм., масса льда m=150г, дисперсность льда 2-4 мм, диаметр сопла d=2мм, постоянный коэффициент эжекции. Начальная температура теплоносителя составляет 80 0C.

На (рис. 4,5) графически отображены результаты эксперимента 4 и 5. На (рис. 6,7) отображены скачки температуры при попадании в систему льда для эксперимента 4 и 5 соответственно.

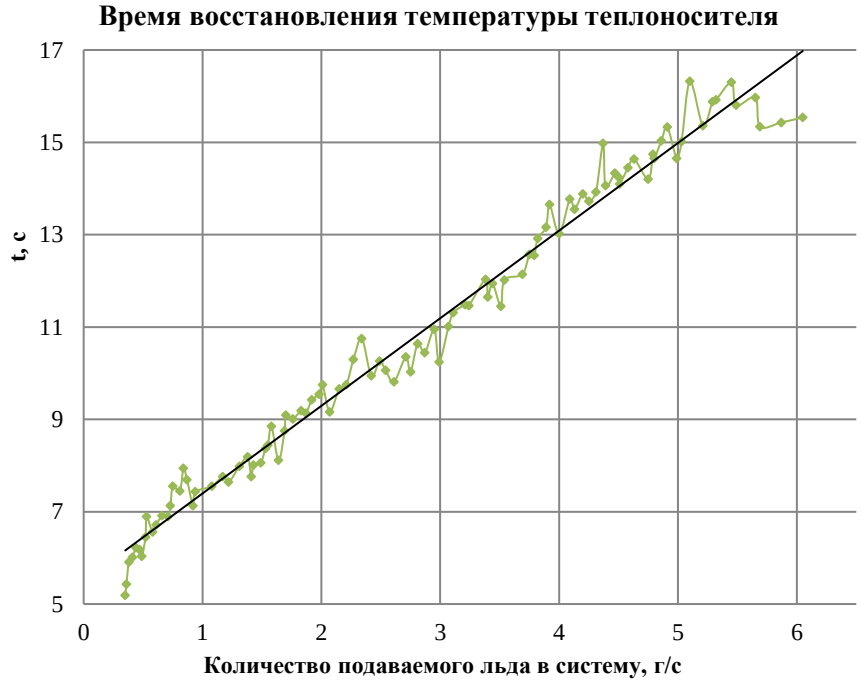


Рисунок 4. – Зависимость времени восстановления температуры от начальной концентрации льда ($t_{начальное}$ = 60 ^{0}C)

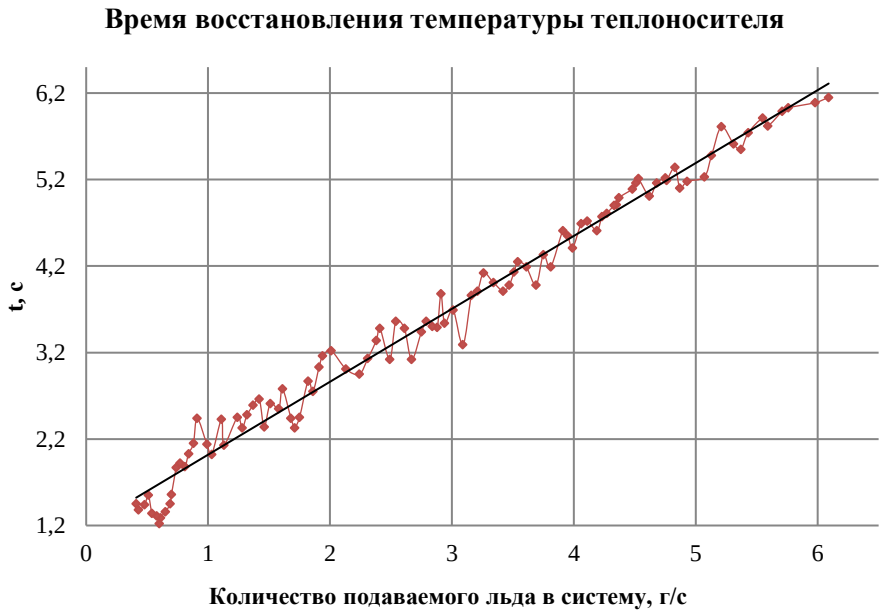


Рисунок 5. – Зависимость времени восстановления температуры от начальной концентрации льда ($t_{начальное}$=80 ^{0}C)

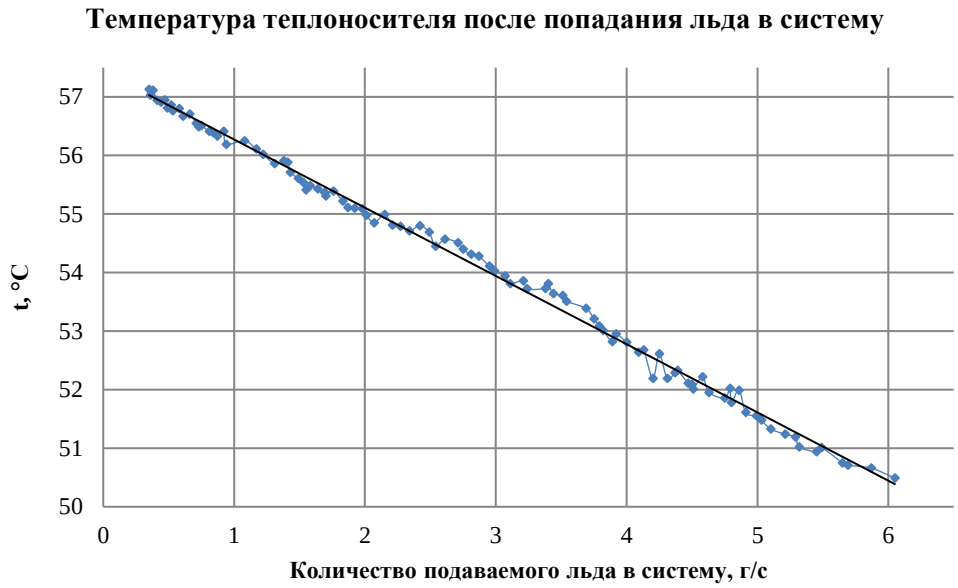


Рисунок 6. – Зависимость скачка температуры при попадании льда в форбункер от начальной концентрации льда ($t_{начальное}$=60 ^{0}C)

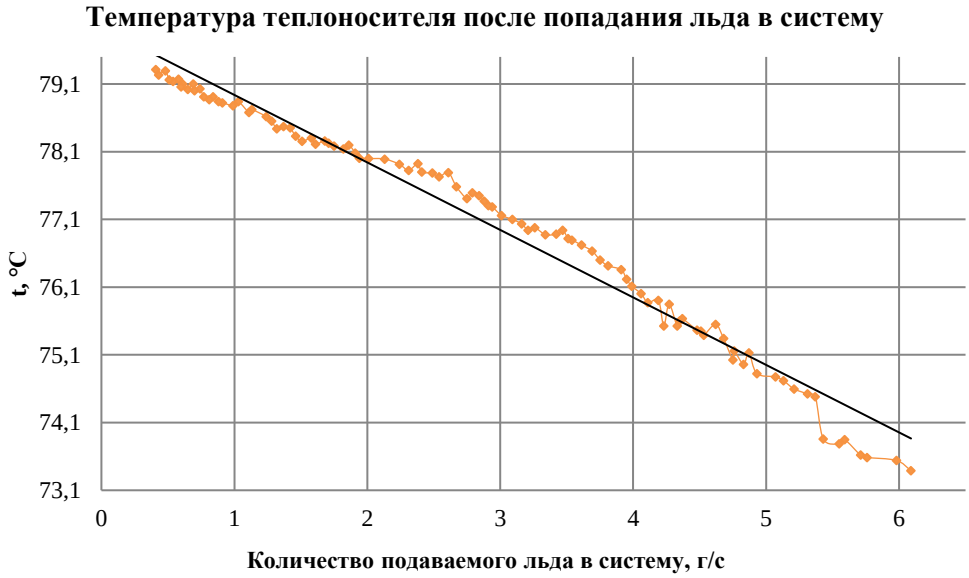


Рисунок 7. – Зависимость скачка температуры при попадании льда в форбункер от начальной концентрации льда ($t_{начальное}$=80 ^{0}C)

Из графиков, представленных выше, видно, что чем выше температура, тем ниже начальный скачок температуры, и меньше время восстановления. Самый оптимальный эксперимент при температуре теплоносителя $t_{начальное}$=80 ^{0}C и концентрации порядка 0,5 г/с. Для этих условий смоделируем математическую модель.

Экспериментальный стенд разработан при поддержке грантовой программы нефтегазовой компании British Petroleum.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Создан экспериментальный стенд, который показал эффективность практического применения аэромеханического метода воздействия для предотвращения гидратообразования. В результате проведенных экспериментов, получены оптимальные

термобарические параметры для проведения дальнейших исследований и выдачи рекомендаций для промышленного образца. Модернизирован и автоматизирован экспериментальный стенд, изучены основные зависимости и степени их влияния на технологические параметры процесса разделения и разрушения гидратов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Ахметов Ю. М., Калимуллин Р. Р., Хакимов Р.Ф., Константинов С. Ю., Целищев Д*. В. Исследование гидродинамических и термодинамических процессов высоконапорного многофазного вихревого течения жидкости // Вестник УГАТУ. – 2016. – Том 16. – № 2. – С.163-168.

2. *Бешенцева С.А.* Анализ методов предупреждения гидратообразования в трубопроводах // Вестн. кибернетики. – 2017. – № 11. – С. 40-44.

3. *Вараксин А. В.* Гидрогазодинамика и теплофизика двухфазных потоков: проблемы и достижения // Теплофизика высоких температур. – 2017. – № 3. – С. 421-455.

4. *Волков П.В.* Экспериментальное исследование аэромеханического метода для предотвращения гидратообразования при разработке газовых месторождений и установок комплексной подготовки газа // Сборник трудов 73-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2019», Москва. – 2019г. – Т.1 – С. 78-83.

5. *Галимзянов М.Н.* Математическое моделирование образования газовых гидратов / М.Н. Галимзянов // Вестн. Башкир. Ун-та. – 2018. – Т. 15. - №3. – С. 570-574.

6. Запорожец Е.П. Гидраты / Е.П. Запорожец, Н.А. Шостак. – Краснодар: Издательский Дом - Юг, 2017. – 460 с.

7. *Запорожец Е.П.* Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е.П. Запорожец, Д.Г. Антониади, Г.К. Зиберт. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. – 620 с.

8. *Комисссаров Ю.А., Гордеев Л.С., Вент Д.П.* Процессы и аппараты химической технологии. М.: Химия, 2018 – 250 с.

9. *Попов Д.Н., Варфоломеева О.И., Хворенков Д.А.* Особенности неизотермических течений жидкости с переменными реологическими свойствами в каналах с местными сопротивлениями // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2016. – № 1 (57). – С. 146-149.

10. Dmitriev V.V., Gandzha T.V., Dolganov I.M., Aksenova N.V. An algorithm to improve the speed and accuracy of analysis of chemical process systems operation // Petroleum and Coal. – 2017. – V. 59. – I. 3. – P. 429-441

11. Maystrenko A.V., Svetlakov A.A., Gandzha T.V., Dmitriev V.V., Aksenova N.V. Application of numerical signal differentiation methods to determine statio-narity of A process // Petroleum and Coal. – 2017. – V. 59. – I. 3. – P. 311-318

Увеличение спуско-подъёмных операций при гидравлическом разрыве пласта за счёт применения насосно-компрессорных труб с резьбой F-3.2 взамен резьбы ГОСТ 633-80
(Increase in lifting and lowering operations during hydraulic fracturing due to the use of tubing with F-3.2 thread instead of GOST 633-80 thread)

Гаязетдинов Артур Эдуардович
Ведущий инженер
ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

АННОТАЦИЯ

Применение насосно-компрессорных труб с резьбовым соединением F-3.2 по ТУ0071-001-20970456-2010 взамен ГОСТ 633-80 позволяет увеличить количество спускоподъёмных операций при гидравлическом разрыве пласта. Данное резьбовое соединение имеет увеличенную глубину свободного захода ниппеля в муфте, а также больший шаг ниток в сравнении с ГОСТ 633-80. Резьбовое соединение F-3.2 позволяет получить более лучшие показали эффективности использования НКТ при гидравлическом разрыве пласта.

ABSTRACT

The use of tubing with threaded connection F-3.2 instead of GOST 633-80 allows to increase the number of downcomer operations during hydraulic fracturing. This threaded joint has increased depth of free entry of nipple in coupling, as well as larger pitch of threads compared to GOST 633-80. The threaded joint F-3.2 provides better evidence of the efficiency of the tubing in hydraulic fracturing.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Насосно-компрессорные трубы, гидравлический разрыв пласта, ГОСТ 633-80, резьбовое соединение F-3.2.

KEYWORDS

Tubing, hydraulic fracturing, GOST 633-80, threaded connection F-3.2.

На данный момент в нефтяной отросли для гидравлического разрыва пласта (далее ГРП) в основном применяются насосно-компрессорные трубы (далее НКТ) с резьбой по ГОСТ 633-80.

Резьбовое соединение ГОСТ 633-80 имеет ряд недостатков, что в среднем по статистике приводит к ограничению спускоподъёмных операций (далее СПО) при проведении ГРП в количестве 10 СПО. Применение НКТ с удлинённой резьбой F-3.2 позволяет увеличить количество СПО в 2,5 раза.

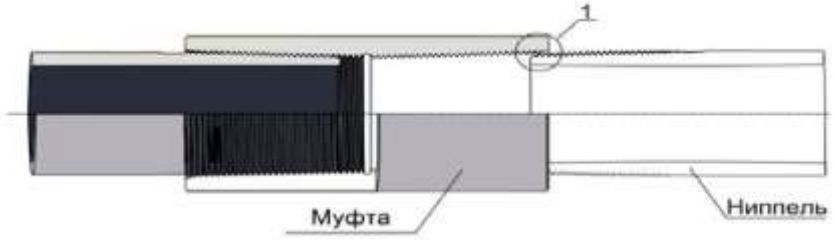
Основными недостатками резьбы ГОСТ 633-80 влияющие на ограничение количества СПО при ГРП является:

1) Резьба стандартных НКТ-73 и 89 садится на первую нитку в муфте узкой полосой и повреждается.

2) В резьбе ниппеля по ГОСТ-633 есть сбег под углом 15° который тоже повреждает резьбу при до креплении. Поэтому резьба по ГОСТ-633 выдерживает не более 10 ГРП.

Более подробно опишу данные недостатки с расчётом.

Рисунок 1.
Схема посадки ниппеля в муфту НКТ – 73 с резьбой по ГОСТ-633



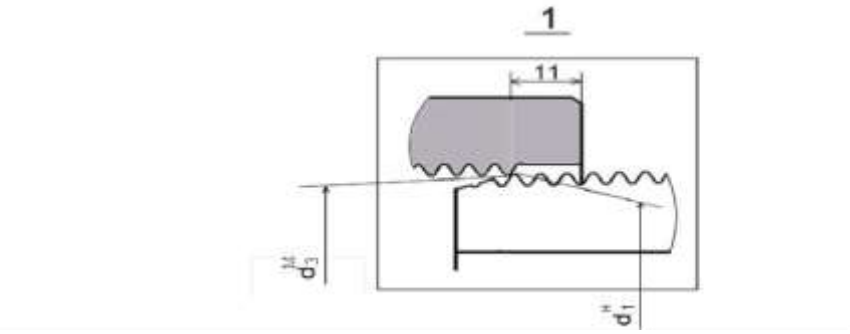
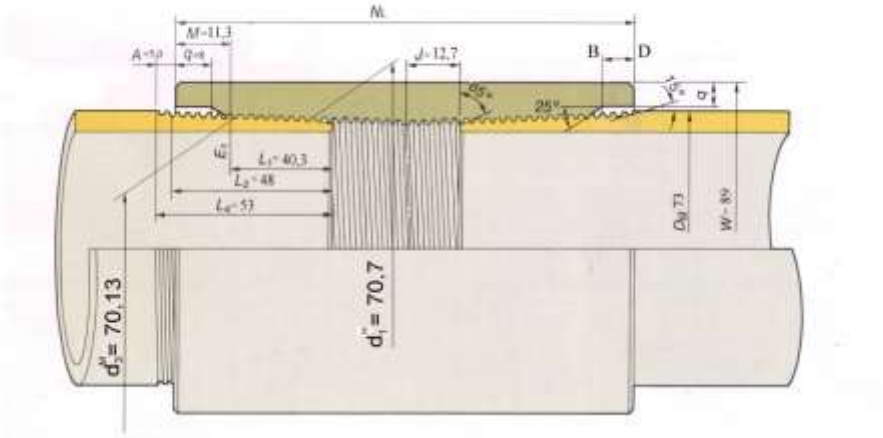


Рисунок 2.
Характеристики резьбового соединения ГОСТ-633



d3м = d3*-M*K = 70,834-11·1/16 = 70,146 мм
где
d3м – внутренний диаметр резьбы первой заходящей нитки в муфте;
d3* – внутренний диаметр резьбы муфты в плоскости торца по ГОСТ 633
К – конусность резьбы, К= 1/16;
М= 11 мм – расстояние от торца до первой полной нитки в муфте.

d1н = d1*+3·K = 70,506+3·1/16 = 70,694 мм
где
d1н - наружный диаметр первой полной нитки ниппеля;
d1*=70,506 мм – наружный диаметр резьбы ниппеля в плоскости торца по ГОСТ 633
3 мм – расстояние от торца ниппеля до его первой полной нитки.

Как видно из схемы, d1н> d3м (70,694> 70,146). Ширина контакта первой полной нитки ниппеля с ниткой муфты равна ≈ 0,3 мм. При незначительном качании трубы тороидальные поверхности вершин ниток легко перескакивают в соседние впадины, и

резьба свинчивается с перекосом. При ветре правильное свинчивание вызывает большие трудности

На участке BD идёт увеличение внутреннего диаметра резьбы ниппеля. При до креплении резьбы в процессе износа или её сжатия вершины ниток муфты заходят на участок увеличенного диаметра ниток ниппеля и деформируются. В дальнейшем из-за этих деформированных ниток быстро повреждается вся резьба.

Резьба F-3.2 по ТУ 0071-001-20970456-2010 лишена данных недостатков за счёт своих конструктивных особенностей, что даёт ей ряд преимуществ [2].

Повышение качества сборки труб на скважине за счёт увеличения глубины свободного захода (на 5,2 10 ниток) ниппеля в муфту, что уменьшает вероятность перекоса резьбы и обеспечивает распределение нагрузки от веса навинчиваемой трубы на несколько взаимно контактирующих ниток.

Повышение ресурса на износ резьбы F-3.2 за счёт применения ниток с шагом 3,175 мм, а также за счёт устранения люфта при возможном докреплении резьбы до середины наружной конической проточки.

Облегчение визуального контроля окончания свинчивания резьбы, т.е. совпадение торца муфты с началом круговой конической проточки 1 легко прослеживается.

Рисунок 3. Результаты стендовых испытаний на разрыв НКТ по ГОСТ 633 и F-3.2

Рисунок 1. Диаграмма нагрузок НКТ-73 с резьбой по ГОСТ-633 1,2 – номера выборок.

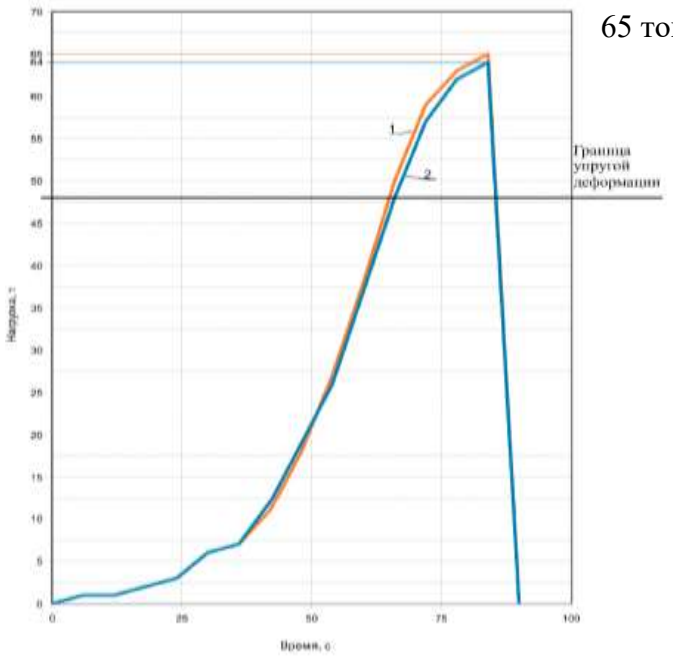
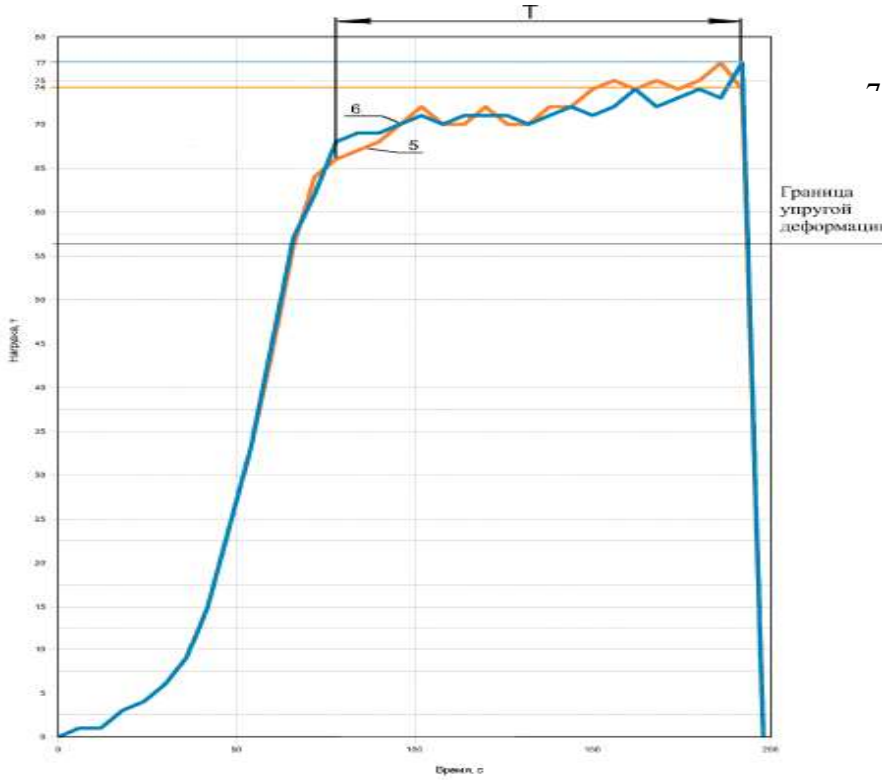


Рисунок 4. Диаграмма нагрузок НКТ-73 с резьбой F-3.2

5,6 – номера выборок Т-интервал времени пластической деформации НКТ



Результаты испытаний:

Повышение на ≈ 20% (с 65 до 77 тонн) осевой разрушающей нагрузки НКТ с резьбой F-3.2 за счёт увеличения длины взаимно свинчиваемых резьбовых соединений и перераспределение нагрузки на нитки неполного профиля от основной плоскости до конической за резьбовые проточки по сравнению с НКТ со стандартной резьбой по ГОСТ 633-80.

Результаты ещё одного испытания на разрыв:

Состояние внутренней поверхности, эмалированной НКТ с резьбой по ГОСТ 633 и НКТ-73 с резьбой F-3.2 после испытания на разрыв:

Рисунок 5.НКТ-73 с резьбой ГОСТ-633

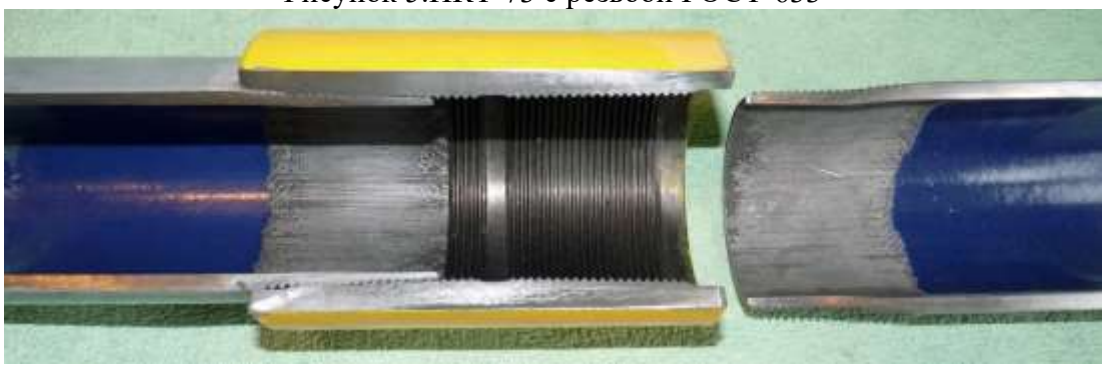


Рисунок 6. НКТ-73 с резьбой F-3.2



Результат испытаний:

После испытания на разрыв вся эмаль внутри НКТ-73 с резьбой F-3,2 осыпалась, так как тело труб растянулось на 18 см.

В торце резьбы ниппеля участок N (Рисунок 6.), нитки находятся в зацеплении до полного разрушения. Это означает, что при перегрузках резьба не будет терять герметичность.

ЛИТЕРАТУРА:

1. ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
2. *Курнев Е.М., Дроздов В.В., Гребеньков А.А., Жаренников В.С.* Насосно-компрессорные трубы с резьбой F-3,2 в капитальном ремонте скважин//Бурение и нефть 2015. №10 стр. 48-50.
3. ТУ 0071-001-209704456 Резьба коническая треугольная, профиля типа F для элементов колонн насосно-компрессорных труб. Технические условия.

Анализ перспектив применения акустических технологий при повышении нефтеотдачи
(Analysis of prospects for using acoustic technologies to improve oil recovery)

Данилина Анастасия Юрьевна
Студентка
ГУУ
Научный руководитель: д.э.н., профессор Линник В.Ю.

АННОТАЦИЯ

В статье проведен анализ перспектив применения технологии виброакустического воздействия на нефтегазоносный пласт. Исследованы различные виды и технологии виброакустического воздействия на пласт с целью повышения коэффициента извлечения углеводородов.

ANNOTATION

The theses analyze the prospects for applying the technology of vibroacoustic impact on the oil and gas reservoir. Various types and technologies of vibroacoustic impact on the reservoir were studied in order to increase the recovery coefficient of hydrocarbons.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нефть, газ, флюиды, углеводороды, акустическое воздействие, виброустановка, нефтегазоносный слой, пласт.

KEYWORDS

Oil, gas, fluids, hydrocarbons, acoustic effects, vibration, oil and gas layer, reservoir.

Известно, что нефтегазоносный слой, представляет собой проницаемый пласт трещиноватых, пористых или рыхлых пород, в которых и происходит миграция и окончательное накопление углеводородов. В процессе бурения скважины реликтовая пластовая вода становится гидравлическим затвором, оседая на стенках порах в нефтегазоносной части пласта. Это приводит к снижению фазовой проницаемости пласта, а, следовательно, и нефтеотдачи. Подвижность флюидов может быть повышена за счет увеличения температуры пласта. Кроме того, нагревание скважины позволяет разрушить парафиновые отложения на стенках скважины, которые провоцируют образование пробки. Однако при этом, прогрев пласта вокруг скважины осуществляется в радиусе не более одного метра.

Проблема низкого коэффициента извлечения нефти известна и проработана достаточно глубоко. Для того, чтобы увеличить приток углеводородов используется ряд известных методов, подробно описанных в [1]. Рассмотрим некоторые из них подробнее.

Одним из способов повышения нефтеотдачи, который может быть применен при добыче углеводородов, связан с применением звуковых волн различной частоты, а разновидностями этого метода являются: вибрационный, акустический и ультразвуковой [4] способы воздействия на призабойную зону пласта.

Акустический метод представляет собой очистку перфорационных каналов после производственных работ с последующим звуковым воздействием на породу [1].

К звуковым воздействиям относят низкочастотные и высокочастотные колебания, например, шум или инфразвук. Высокочастотное воздействие на пласт приводит к повышению проницаемости пористых сред, а также к снижению вязкости углеводородов. При прохождении акустических волн через обсадные трубы частота воздействия увеличивается за счет явления резонанса рисунке 1.

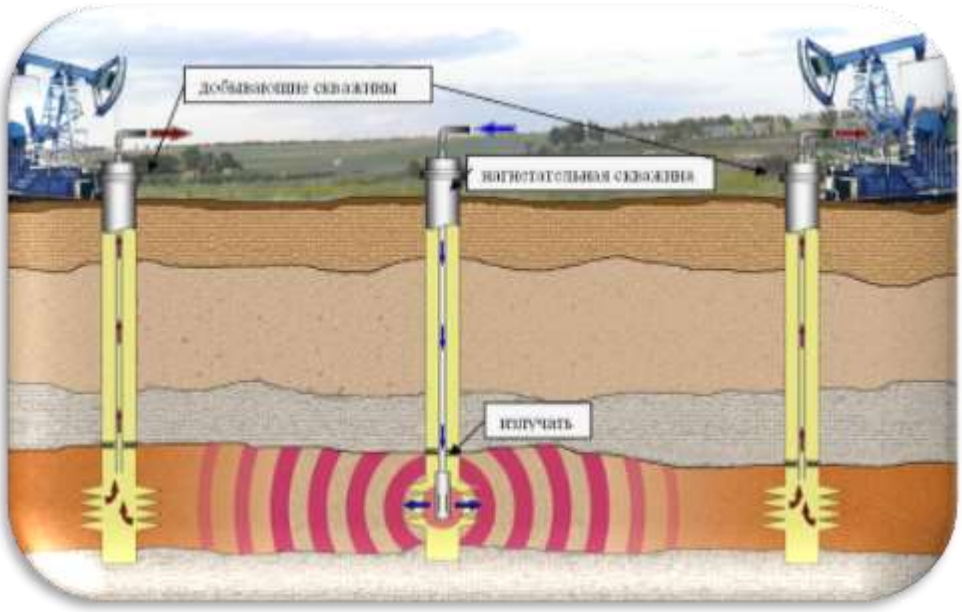


Рисунок 1. Схема воздействия звуковых волн на породу

При акустическом методе используются магнитострикционные и пьезокерамические излучатели, как эффективные, не требующие значительных затрат и не оказывающие вредного воздействия на экологию. Они входят в состав аппаратуры, которую опускают на каротажном кабеле в скважину. Эффективное акустическое воздействие на пласт позволяет уничтожить более 90 % отложений.

Воздействие вибрационных волн на призабойную зону пласта создает колебания, что приводит, в свою очередь, к появлению отраженных волн за счет наличия упругой среды (жидкости) в порах коллектора и способствует таким образом повышению проницаемости пласта.

В рамках реализации собственных программ инновационного развития крупные нефтегазовые компании разрабатывают собственные новые технологии для увеличения нефтеотдачи из трудноизвлекаемых нефтегазовых месторождений (таблица 1).

Таблица 1. Технологические приоритеты нефтегазовых компаний

Компания	**Типы месторождений**
ПАО «Газпром»	Трудноизвлекаемые запасы. Нетрадиционные ресурсы. Проект – повышение эффективности действующих месторождений
ПАО «Роснефть»	Песчано-алевритистые залежи. Тюменская свита. Проект – использование технологий разработки трудноизвлекаемых запасов
ПАО «Газпром нефть»	Карбонатные коллекторы. Баженовская свита. Проект – оптимальный способ воздействия на пласт и разработка оборудования.
АО «Зарубежнефть»	Битумосодержащие породы. Низкопроницаемые терригенные плато. Проект – технологии разработки трудноизвлекаемых запасов.

Сведения, представленные в таблице 1, позволяют сделать вывод о том, что для нефтегазового бизнеса, проблема добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов обладает достаточно высоким приоритетом [4].

Так, ПАО «Газпром» применяет генератор акустического колебаний «Импульс» для очистки и предупреждения отложений накипи. В него входит электронный блок с двумя магнитными излучателями, которые оснащены концентраторами механических колебаний. Применение аппарата в эксплуатации повышает КПД более чем на 6%, что,

в свою очередь, приводит к снижению потребления топлива на 4 % в год и снижению эксплуатационных расходов. Общий экономический эффект от применения установки составляет более 6 млн. руб. в год.

В ООО «Лукойл-Пермь» для увеличения притока нефти используют объемные насосы с приводом (вибросигнал). Основные проблемы, которые возникают при добыче вязкой нефти, связаны с низким притоком [3]. Избежать проблем, которые связаны с притоком нефти можно с помощью погружного насоса объемного действия, который также применятся в скважинах с горизонтальным бурением (рисунок 2).



Рисунок 2. Объемно-роторный насос пластинчатого вида

По данным, которые показаны на диаграмме (рисунок 3) можно с уверенностью сказать, что использование объемно-роторного насоса пластинчатого типа способствует уменьшению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии при высоком КПД.

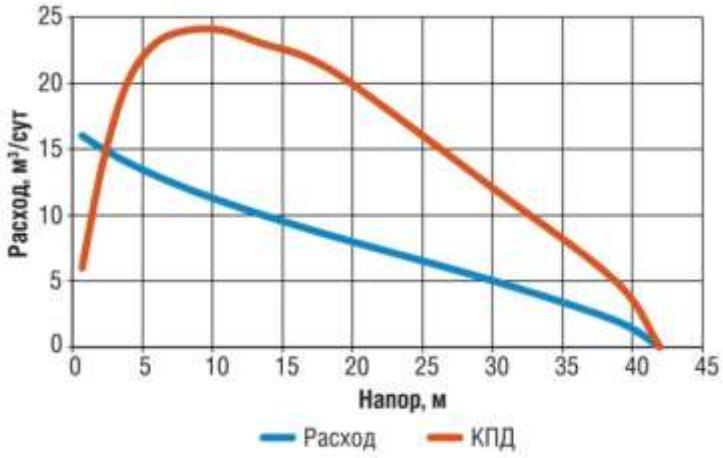


Рисунок 3. Напорно-расходная характеристика на воде

Оценка эффективности технологии акустической разработки:

- Количество скважин (выработка) 1833, всего скважин около 180 000;
- Успешность обработок, %: 78,5;
- Приращение дебита, т/сутки: 9,9;
- Продолжительность эффекта, мес.: 7,3;
- Дополнительная добыча нефти из скважины за счет ее обработки, т.: 1101;
- Стоимость обработки одной скважины 3.000.000 руб.

Оценка эффективности технологии виброволнового воздействия

- Количество скважин, шт.: 36 (всего около 180 000);
- Успешность обработок, %: 75;

- Продолжительность эффекта: 10 месяцев;
- Дополнительная добыча нефти из скважины за счет ее обработки, т.: 1356;
- Стоимость обработки одной скважины, руб.: 1.800.000;



Рисунок 4. – Совершенствование техники и методов исследования скважин, на базе акустического каротажа, млн баррелей в год

С 1978 года начали использовать совершенствование техники и методов исследования скважин, на базе акустического каротажа рисунок 4. По данным, которые представлены на графике можно сделать вывод, что применение звуковых волн способствует увеличению притока нефтеотдачи, а также снижению риска поисково-разведочных работ.

Вывод. Несмотря на относительно высокие удельные затраты на одну скважину при использовании виброакустических методов, нефтеотдача может быть увеличена за счет применения звуковой установки. Анализ состояния эксплуатации нефтедобывающих скважин ПАО «Газпром нефть», показал, что удельные затраты на одну установку превышают удельные затраты при использовании классических методов стимулирования нефтеотдачи. Однако комплексное применение звуковых установок повышает добычу нефти по сравнению с классическим методом в два раза.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Абдулин Ф.С.* Добыча нефти и газа / Ф. Абдулин; Пер. с рус. П. С. Иванов. - М.: Мир, 1985. 231 стр.
2. Материалы российской нефтегазовой технической конференции и выставка. М.: 2006.
3. *Паначев М.В.* Объемные насосы «НОВОМЕТ» – новое решение для добычи нефти. Neftegaz.ru, 2019, № 6, стр. 79.
4. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа. Публичный аналитический доклад Москва «B2B» М.: 2017, стр. 43

Опыт применения ингибирующего бурового раствора для бурения пород надсолевого комплекса Припятского прогиба

(Experience of using an inhibiting drilling mud for drilling rocks of the above-salt complex of the Pripyat trough)

Дегтярёв Филипп Вячеславович
Инженер-технолог 2 категории службы промывочных жидкостей, аспирант
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть

АННОТАЦИЯ

При бурении надсолевых пород Припятского прогиба возникают осложнения, связанные с высоким содержанием в данном интервале пластичных и высококоллоидальных глин. При набухании подобных глин происходят: прихваты бурильного инструмента, кавернообразование, сальникообразование, потеря циркуляции и даже потеря ствола скважины. Для предотвращения или минимизации последствий подобных осложнений целесообразно использовать ингибирующий буровой раствор. Такой раствор был разработан в БелНИПИнефть, и уже с конца 2016 года разработанный ингибирующий раствор применялся при бурении скважин.

В данной статье представлены результаты применения, разработанного ингибирующего бурового раствора на восьми скважинах при бурении пород надсолевого комплекса Припятского прогиба. Получено сокращение времени бурения в среднем на 102,65 ч, получен положительный экономический эффект.

ABSTRACT

While drilling the supra-salt rocks of the Pripyat trough, there are complications associated with a high content of plastic and high-colloidal clays in this range. With the swelling of such clays, the following complications arise: the sticking of the drilling tool, cavern formation, sticking clay on the drilling tool, loss of circulation and even the loss of the wellbore. To prevent or minimize the consequences of these complications, it is advisable to select inhibiting drilling mud. Such drilling mud was developed in BelNIPIneft, and since the end of 2016, the developed inhibitory drilling mud has been used in drilling wells.

This article presents the results of using the developed inhibitory drilling mud on eight wells when drilling rocks of the above-salt complex of the Pripyat trough. A reduction in drilling time by an average of 102.65 hours was obtained, and a positive economic effect was obtained.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Бурение; глина; набухание; осложнения; ингибирующий буровой раствор.

KEYWORDS

Drilling; clay; swelling; complications; inhibiting drilling mud.

Бурение надсолевых отложений Припятского прогиба часто сопровождается осложнениями:

-ухудшение свойств и показателей рабочей жидкости за счет концентрационного загущения глинистой фазой;

-наработка раствора, увеличение отходов бурения, перерасход химических реагентов;

-потери устойчивости ствола, осыпи и обвалообразования;

-сужения ствола, кавернообразования;

-сальникообразования, затяжки, посадки, проработки;

-ухудшение технико-экономических показателей бурения;

-удорожание затрат на бурение скважины.

Описанные осложнения вызваны геологическими особенностями надсолевого комплекса, а также несовершенством применяемых технологий.

К геологическим особенностям надсолевого комплекса Припятского прогиба можно отнести большую протяженность интервала (до 3550 м) и чередование по разрезу пестроцветных глин, мергелей, алевролитов, песков и песчаников [1], что дополнительно усугубляет обозначенные выше проблемы: глинистые породы при контакте с фильтратом бурового раствора склонны к сильному набуханию, неустойчивые песчаники и алевролиты могут вызывать осыпи и обвалообразования.

Решить большинство из описанных проблем позволяет использование ингибирующего бурового раствора. Основное назначение такого бурового раствора – снижение набухания и диспергации глин, минимизация влияния глинистого шлама на структурно-реологические и фильтрационные показатели раствора [2].

В научном институте БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» разработана рецептура ингибирующего бурового раствора. Разработка основывалась на подборе эффективного ингибитора для конкретных образцов породы, отобранных при бурении интервала (шлам и глина, образующая сальники) [3-5]. Уже в конце 2016 года данная рецептура была использована при бурении надсолевого комплекса восьми скважин на различных месторождениях Припятского прогиба.

В данной статье приведены результаты использования ингибирующего бурового раствора (ИБР), разработанного БелНИПИнефть.

Основой ингибирующего бурового раствора является ксантановый биополимер, в качестве стабилизатора фильтрации выступает низковязкая полианионная целлюлоза, органическим ингибитором глин является реагент гликолевого ряда, а минеральным ингибитором – хлорид калия. Компонентный состав бурового раствора ИБР представлен в таблице 1.

Таблица 1. – Компонентный состав бурового раствора ИБР

№	Реагент	Функция в буровом растворе
1	Вода	Основа бурового раствора
2	Бактерицид	Предотвращение биодеструкции
3	Биополимер ксантанового типа	Образование структуры
4	Калия гидроксид технический	Регулятор щелочности для поддержания показателя pH
5	Полианионная целлюлоза низковязкая	Снижение фильтрации
6	Калий хлористый	Минеральный ингибитор глин
7	Мел высокодисперсный	Коркообразователь, утяжелитель
8	Доломитовый наполнитель	Коркообразователь, утяжелитель
9	Реагент гликолевого ряда	Органический ингибитор глин
10	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования и исключение воздушных включений

Буровой раствор ИБР использован при бурении надсолевого комплекса на восьми скважинах различных месторождений Припятского прогиба:

-Речицкое месторождение: скв. 332, скв. 223, скв. 219;

-Мармовичское месторождение: скв.114;

-Надвинское месторождение: скв. 39;

-Некрасовское месторождение: скв.41, скв. 35, скв. 37.

На рисунках 1-8 приведены графики изменения параметров условной вязкости и содержания коллоидной фазы (по тесту метиленового синего – МВТ) бурового раствора в процессе бурения скважин как наиболее результирующие параметры,

характеризующие состояние бурового раствора при ингибировании высококоллоидальных глинистых отложений. Регламентируемые значения, установленные проектной документацией: по условной вязкости – 30-70 с/500 мл, а по МВТ – до 60 кг/м^3.

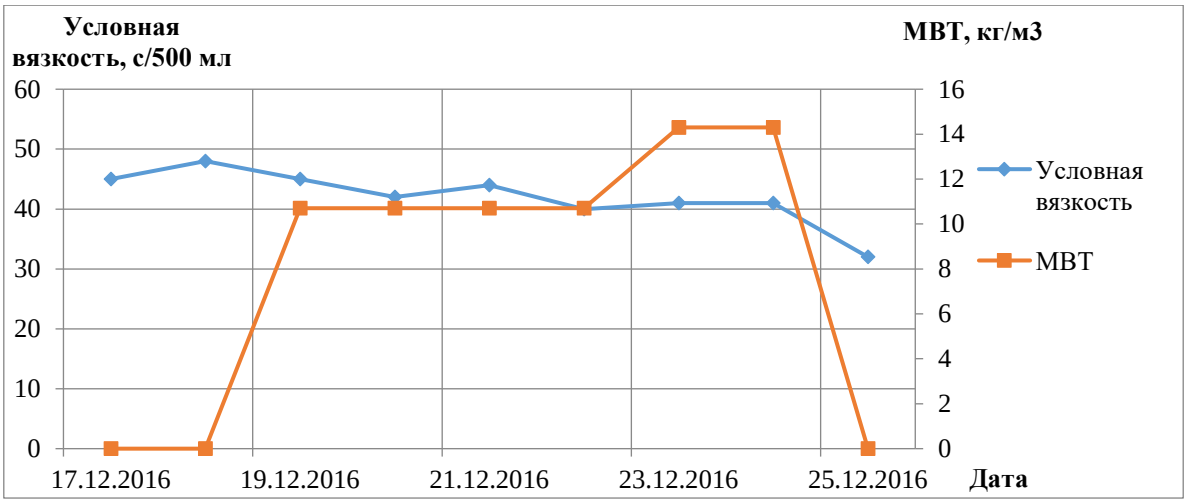


Рисунок 1 – Графики изменения параметров бурового раствора в процессе бурения скв. 114 Мармовичская

На скважине 114 Мармовичская в процессе бурения надсолевого интервала отмечается незначительный рост значения параметра МВТ (до 14,3 кг/м^3) и незначительные колебания параметра условной вязкости в диапазоне 41-45 с/500 мл.

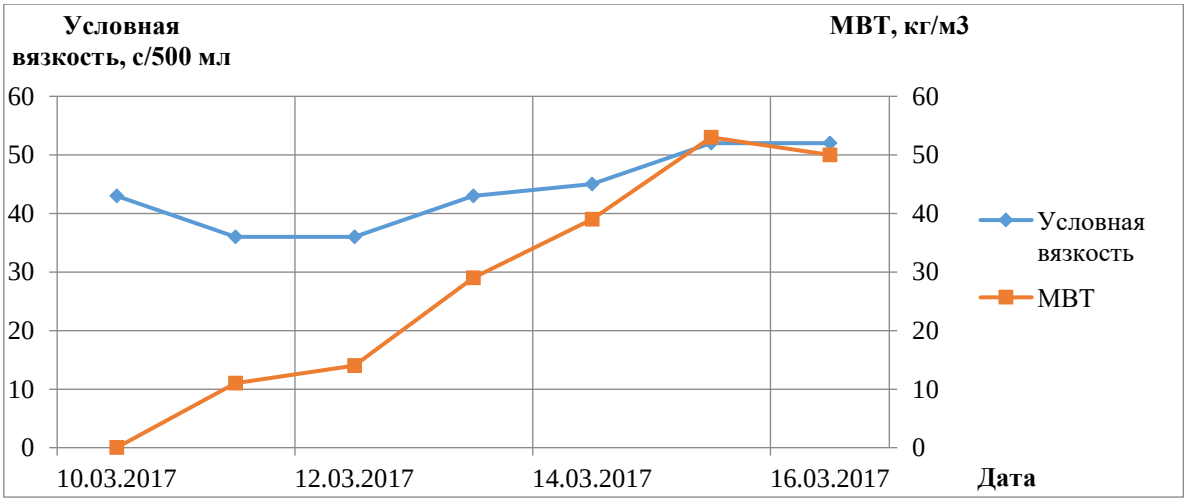


Рисунок 2 – Графики изменения параметров бурового раствора в процессе бурения скв. 332 Речицкая

В ходе бурения интервала надсолевых отложений скважины 332 Речицкая происходил постепенный рост параметра МВТ до величины 53 кг/м^3, что является близким к предельно допустимому значению данного параметра, в то время как условная вязкость не претерпела значительных изменений за все время бурения (изменялась в диапазоне 43-52 с/500 мл).

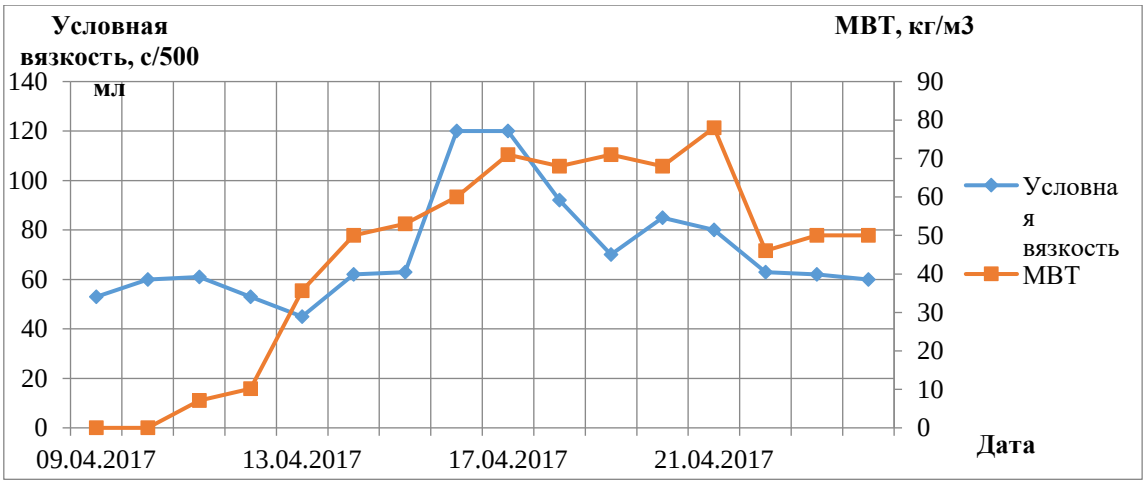


Рисунок 3 – Графики изменения параметров бурового раствора в процессе бурения скв. 223 Речицкая

При использовании ингибирующего бурового раствора на скважине 223 Речицкая отмечалось превышение допустимых значений как по параметру условной вязкости (до 120 с/500 мл), так и по параметру МВТ (рост до 78 кг/м^3). Превышение по параметру МВТ достигнуто на 8 день бурения, а по параметру условной вязкости – через 9 дней.

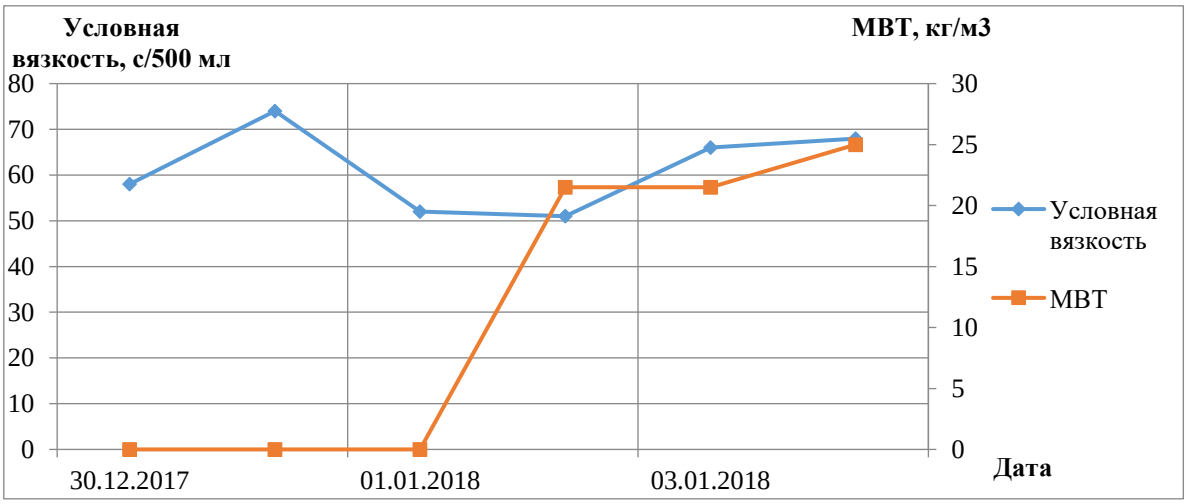


Рисунок 4 – Графики изменения параметров бурового раствора в бурения скв. 219 Речицкая

Строительство скважины 219 Речицкая в интервале надсолевого комплекса заняло всего 6 суток (общее время с учетом спускоподъемных операций и каротажа). За это время произошел рост условной вязкости (на вторые сутки до значения 74 с/500 мл) и плавное повышение МВТ до 25 кг/м^3. Превышение регламентируемых значений по условной вязкости произошло, вероятно, из-за несоблюдения технологии приготовления ингибирующего бурового раствора и, как следствие, превышения концентраций полимерных реагентов (ксантановая камедь, полианионная целлюлоза), которые после начала бурения под воздействием температуры скважины продолжали растворяться в буровом растворе. Что в конечном счете и привело к превышению значения условной вязкости через такой короткий промежуток времени от начала бурения интервала.

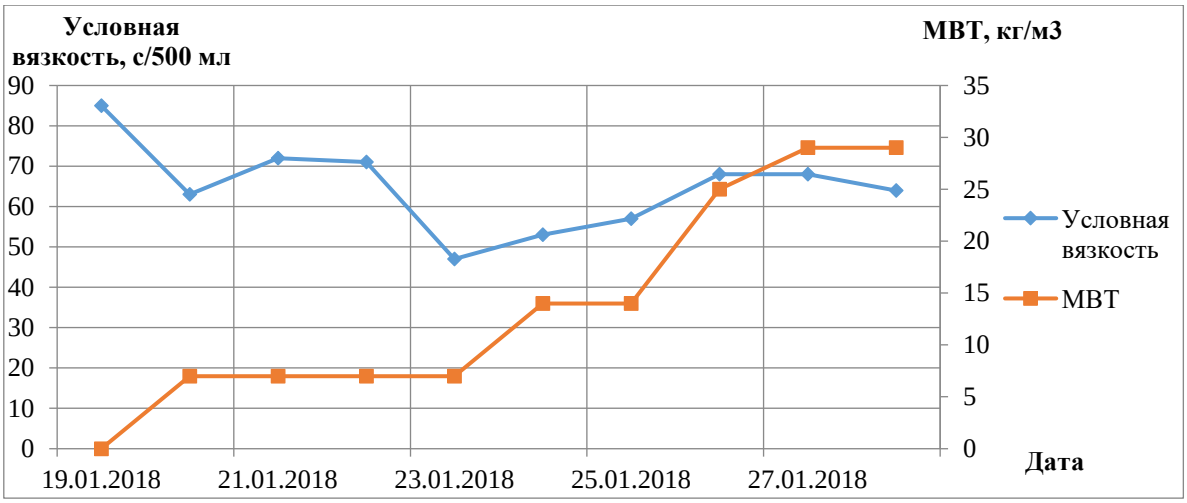


Рисунок 5 – Графики изменения параметров бурового раствора в процессе бурения скв. 39 Надвинская

В самом начале бурения скважины 39 Надвинской отмечалось высокое значение параметра условной вязкости, которое, вероятно, имеет такую же причину возникновения, как и на предыдущей скважине (219 Речицкая) – нарушение технологии приготовления ИБР и, следовательно, повышенная концентрация полимерных реагентов.

Значение параметра МВТ плавно возрастало на протяжении всего времени бурения и достигло величины – 29 кг/м^3.

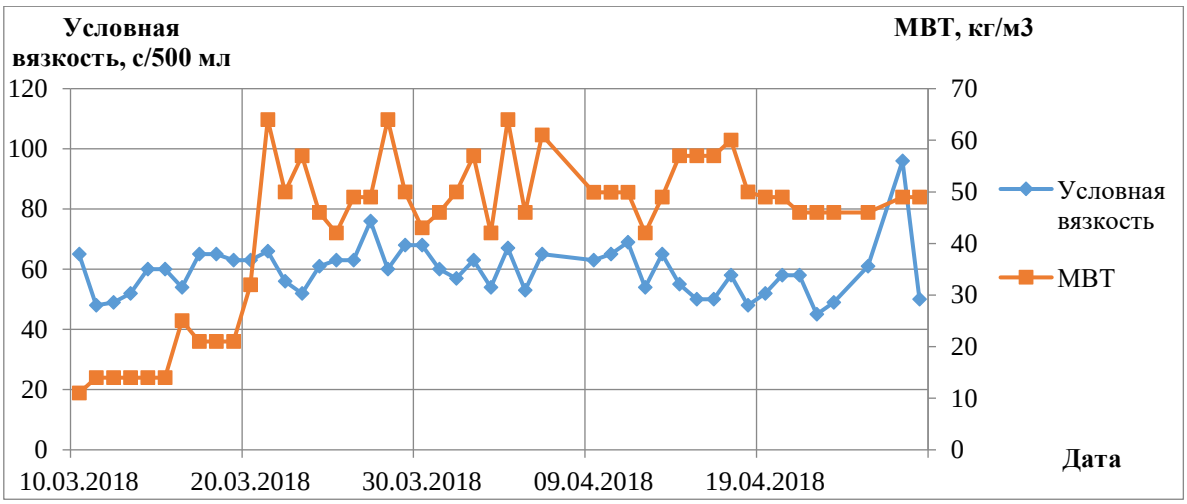


Рисунок 6 – Графики изменения параметров бурового раствора в процессе бурения скв. 41 Некрасовская

Бурение надсолевого интервала на скважине 41 Некрасовская заняло довольно продолжительное время (49 суток с учетом спускоподъемных операций и каротажа), что не могло не отразиться на параметрах бурового раствора. Согласно рисунку 6 отмечаются регулярные повышения параметров условной вязкости и МВТ, на графике они имеют вид своеобразных «пиков», которые накладываются друг на друга, что говорит о прямой взаимосвязи двух оцениваемых параметров бурового раствора.

Пиковое значение условной вязкости – 96 с/500 мл (на 45 сутки строительства скважины), а МВТ – 64 кг/м^3 (на 11 сутки от начала бурения).

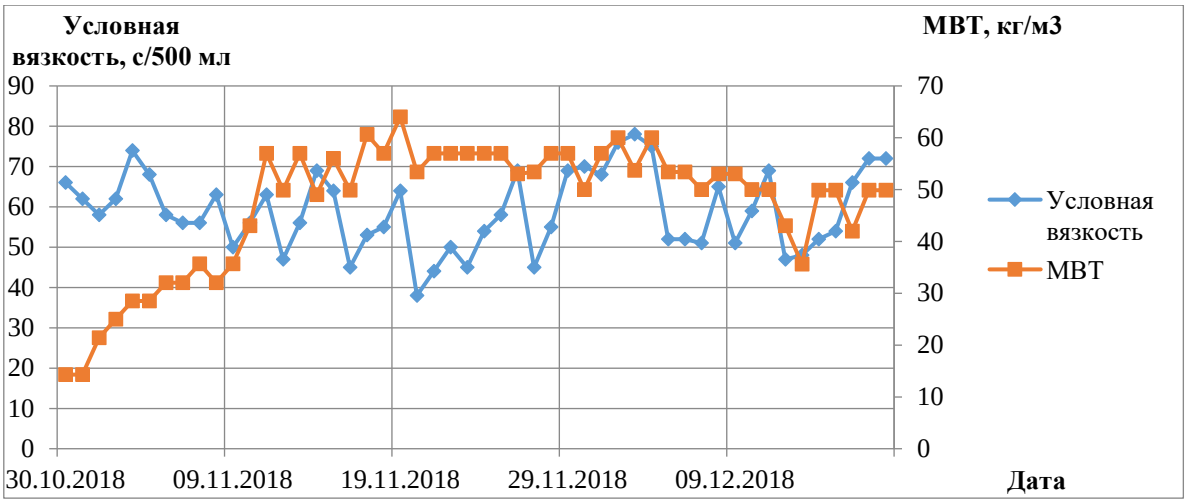


Рисунок 7 – Графики изменения параметров бурового раствора в процессе бурения скв. 35 Некрасовская

Строительство скважины 35 Некрасовская в интервале надсолевого комплекса также заняло самое продолжительное время – 50 суток, поэтому основные проблемы, возникшие в процессе бурения данной скважины, полностью аналогичны проблемам, возникшим на предыдущей скважине (41 Некрасовская). В том числе и совпадение «пиков» роста значений условной вязкости и МВТ.

Максимальные значения параметров:

-условная вязкость – 78 с/500 мл на 35 сутки от начала бурения;

-МВТ – 64 кг/м^3 на 21 сутки бурения.

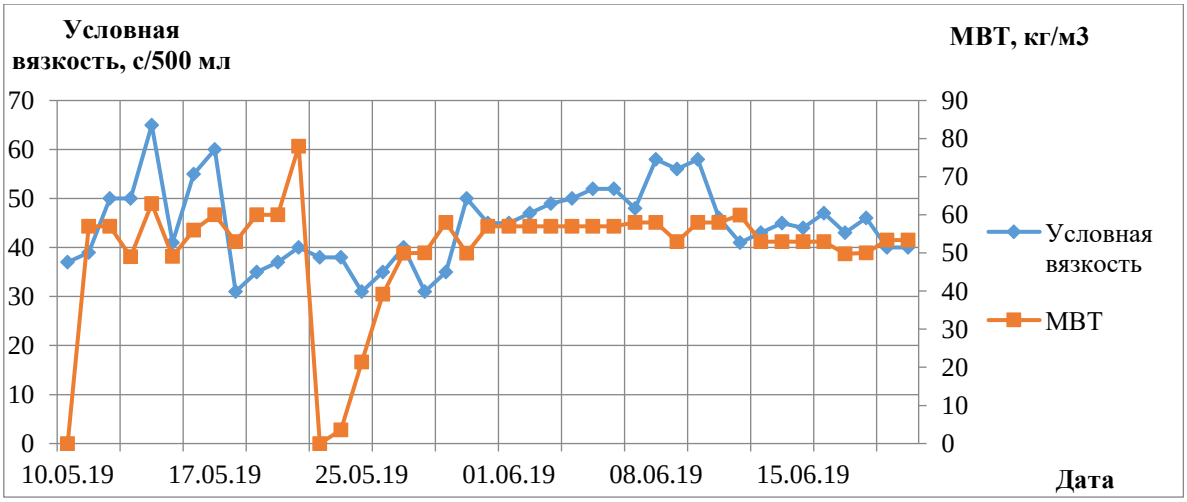


Рисунок 8 – Графики изменения параметров бурового раствора в процессе бурения скв. 37 Некрасовская

Согласно графику, представленному на рисунке 8 продолжительность бурения скважины 37 Некрасовская, составила 41 сутки. Примечательным является снижение значений параметров условной вязкости и МВТ через 13 суток от начала бурения. Это связано с заменой всего рабочего объёма бурового раствора. Подобная мера принята в связи со значительным превышением значений параметров условной вязкости и МВТ всего через две недели от начала бурения интервала. Как видно из графика на рисунке 8 после замены раствора значение параметра МВТ снизилось до 0 кг/м^3 и в дальнейшем не превышало 60 кг/м^3. Такая тенденция в изменениях параметров ингибирующего

бурового раствора в процессе бурения связана, вероятно, с особенностями геологического строения надсолевого интервала скважины.

В таблице 2 кратко представлены результаты использования ИБР на каждой скважине. За время бурения взято время непосредственно бурения, без учета времени, затраченного на спускоподъемные операции, каротаж и подготовку ствола скважины к спуску и цементированию колонны.

Таблица 2. – Результаты использования ИБР

Скважина	Интервал бурения с использование м ИБР, м	Время бурения, ч	Сокращение времени бурения, ч	Количество раствора, затраченное на бурение, м^3	Экономический эффект, тыс. долл. США
114 Мармовичская	225-775	144	15	240	+7,2
332 Речицкая	205-690	120	53	160	+49,6
223 Речицкая	215-1455	288	17	390	+15,5
219 Речицкая	205-655	104	69	150	+61,3
39 Надвинская	215-775	192	-64	280	-25,2
41 Некрасовская	290-3050	1056	324	1272	+92,3
35 Некрасовская	285-2890	1312	206	1449	-32,2
37 Некрасовская	290-2900	1173	201	1483	+105
Суммарный экономический эффект					+273,5

Анализируя данные приведенные на рисунках 1-8 и таблице 2 можно сделать вывод о том, что наибольшее увеличение значений параметров условной вязкости и МВТ происходит при бурении более глубоких интервалов надсолевого комплекса. Это связано в первую очередь с накоплением в буровом растворе выбуренной породы (шлама), так как эффективность работы системы очистки бурового раствора составляет не более 50%. Вследствие этого возникает необходимость в разбавлении или замещении части рабочего раствора, что в свою очередь, приводит к увеличению времени бурения интервала и росту затрат на химреагенты. Однако несмотря на вышесказанное, в целом результаты использования ингибирующего бурового раствора при бурении надсолевого комплекса Припятского прогиба на восьми скважинах удовлетворительные. На 87,5% скважин получено сокращение времени бурения интервала по сравнению с базовыми (за базовые принимались скважины со сходными характеристиками: близкое расположение, схожесть геологического строения, время строительства скважины – не старше 15 лет и т.д.), получен положительный экономический эффект на 75% скважин. Отрицательный экономический эффект на скв. 39 Надвинская и скв. 35 Некрасовская, а также увеличение времени бурения на скв. 39 Надвинская связаны не с использованием ингибирующего бурового раствора, а в первую очередь с технологическими недостатками применяемого оборудования (недостаточная эффективность системы очистки бурового раствора, поломки оборудования буровой установки и т.д.), а также несовершенством технологий в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты, полученные во время использования ингибирующего бурового раствора разработки БелНИПИнефть (сокращение времени бурения под первую техническую колонну в среднем на 102,65 ч.) свидетельствуют об эффективности, экономической целесообразности и востребованности подобных решений для процесса бурения.

Следующим этапом является дальнейшее внедрение в эксплуатацию ингибирующего бурового раствора на других скважинах, дооснащение рецептуры ингибитором для предотвращения диспергирования выбуренной породы (шлама) в буровом растворе при недостаточно эффективной работе системы очистки, а также

подбор эффективного реагента-разжижителя для сокращения затрат времени на разбавление и замещение бурового раствора.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Махнач А.А.* Введение в геологию Беларуси / А.А. Махнач; нуч.ред. А.В.Матвеев. – Мн.: Ин-т геол.наук НАН Беларуси, 2004. – 198с
2. *Егорова Е.В.* Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях. Автореф. дис. канд. техн. наук. – Астрахань, 2010. – 194 с.
3. *Повжик П.П., Дегтярёв Ф.В.* Лабораторные испытания ингибиторов глин и выбор оптимального реагента для безаварийного бурения надсолевой части Припятского прогиба / Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса №6. 2017. С 4-8.
4. *Дегтярёв Ф.В*. Оценка воздействия минерального и органического ингибиторов на бентонитовую глину / Георесурсы №20(4) Ч.1. 2018. С. 355-358.
5. *Дегтярёв Ф.В.* Реализация системного подхода при подборе компонентов для бурового раствора, используемого при бурении пород надсолевого комплекса Припятского прогиба / Ф.В. Дегтярёв // Нефтяник полесья. – 2019. – №2(36) – С. 58-63.

Тенденции и риски развития энергопотребления в мире до 2050 года
(Trends and Risks of Energy Consumption Development in the World until 2050)

Денисова Софья Сергеевна[1], Салимгараев Альберт Анварович[2]
[1]Специалист, [2]Аспирант
[1]ООО «Газпром экспорт», [2]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: д.т.н., профессор Кучумов Р.Я.

АННОТАЦИЯ

В настоящей статье авторы поставили себе целью анализ тенденций и рисков развития энергопотребления в будущем. Для этого была рассмотрена динамика изменения энергетического микса и спрогнозировано его развитие до 2050 года с учетом наблюдаемых в текущий момент тенденций в энергетической отрасли. В ходе работы был выявлен ключевой тренд на рост потребления природного газа и существенное увеличение доли альтернативных источников энергии. Это объясняется смещением акцентов в энергетической политике развитых стран мира в сторону возобновляемых, безопасных и в тоже время доступных источников энергии. Примечательно, что потребление угля также сохранится на достаточно высоком уровне ввиду растущей гетерогенности мира. Однако увеличение доли альтернативной энергетики создаст новые вызовы для стран мира, решение которых крайне необходимо для поддержания энергетической безопасности в будущем.

ABSTRACT

In the article the authors aim at analyzing the trends and risks of the energy consumption development in the future. For that, they consider the dynamics of the energy mix changes and forecast its development until 2050 given the currently observed trends in the energy industry. The conducted research has revealed a key tendency towards the rising consumption of natural gas and substantial increase in the share of the alternative energy sources. The reason for that is the shift of emphasis in the energy policy on the part of the developed countries towards the renewable, safe and at the same time affordable energy sources. It is worth mentioning that coal consumption will preserve its high share in the energy mix because of the increasing heterogeneity of the world. Nevertheless, growth of alternative energy brings about new challenges for the world, solving which would be extremely necessary for maintaining the energy security in the future.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Энергия, энергетический микс, потребление, рост населения.

KEYWORDS

Energy, energy mix, consumption, population growth.

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является мощным фактором, определяющим наряду с прочим развитие политики и экономики как отдельной страны, так и мира в целом. Доминирование в энергетическом миксе определенных источников энергии может определять главенствующий тип экономики, характер взаимоотношений между экономическими и политическими акторами, структуру доходов отдельной страны и даже влиять на политическую стабильность.

АКТУАЛЬНОСТЬ

За последние годы в мировой энергетической отрасли произошло множество изменений. На смену углю как основному источнику энергии пришла нефть. Возросло осознание значимости экологической проблематики, приведшее к развитию так называемой «альтернативной энергетики». Отмеченные тенденции, их влияние на сферу энергетики и последствия для отдельных стран и мира в целом наглядно отражает развитие энергетического микса, то есть, набора используемых в мире источников энергии.

МЕТОДОЛОГИЯ

Для анализа основных тенденций развития энергетики и сопутствующих им рискам мы построим две модели энергетического микса за 1980 и 2015 гг. и спрогнозируем на их основе энергетический микс в 2050 г. Затем с помощью методов сравнения и дедукций мы выделим ключевые риски и способы их решения.

На 1980 год энергетический микс состоял из нефти, газа, угля и альтернативных источников энергии. Статистические данные, отображенные на Рисунке 1 (BP, 2019), показывают, что при населении около 4 млрд человек (Energy, 2018), потребление на душу населения составляло 1,49 млн т.н.э., из которых большая доля приходилась на нефть, а именно 47%, делая нефть фактически основным источником энергии. Это объясняет существенное влияние, которое приобрела тогда организация стран экспортеров нефти – ОПЕК. Второе место занимает источник энергии, считающийся наиболее «грязным», то есть оказывающим наиболее сильное воздействие на окружающую среду, - уголь 27%. Природный газ занимал третью строчку с показателем 18%.



Рисунок 1 - Энергетический микс на 1980 год
Источник: BP

Поскольку для более полного моделирования необходимо рассмотреть и динамику изменения энергетического микса, мы возьмем данные за 2015 год. По сравнению с 1980 г. потребление выросло на 97% до 13 000 млн т.н.э. В тоже время потребление энергии на душу населения продолжило расти, как и само население. Население планеты увеличилось практически вдвое, до 7 млрд человек, а потребление на душу населения увеличилось на 19% до 1,78 млн т.н.э.

На рисунке 2 видно смещение потребления источников энергии: долю потребления нефти постепенно забирают более «чистые» источники энергии, такие как природный газ и альтернативные источники энергии (гидроэнергия, ветроэнергия,

солнечная энергия, атомная энергия, энергия биомассы и прочее). Однако достаточно высокую долю по-прежнему занимает уголь - 29%.

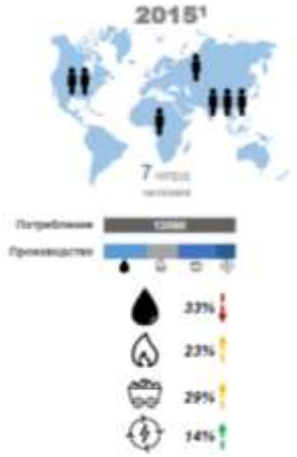


Рисунок 2 - Энергетический микс на 2015 год (ФАКТ)
Источник: ВР.РЕЗУЛЬТАТЫ

Используя данные статистики и открытых источников (Energy, 2018), исходя из дальнейшего роста численности населения до 9 млрд человек и роста потребления на душу до 2,2 млн т.н.э. к 2050 году, была спрогнозирована общая потребность в энергоресурсах и энергетический микс. Результаты представлены на рисунке 3. За счет постепенного отказа от использования источников энергии, загрязняющих окружающую среду, и снижения доли их использования, будет расти доля альтернативной энергетики и природного газа, за счет развития и распространения новых технологий (например, распространения сжиженного природного газа - СПГ), субсидий и снижения рыночных цен.

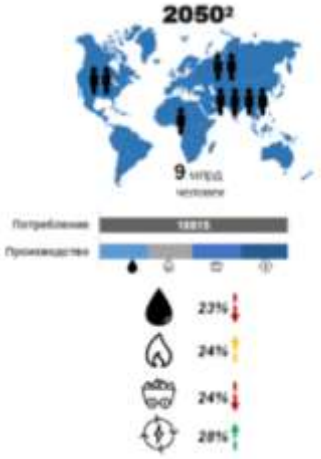


Рисунок 3 - Прогноз энергетического микса на 2050 год
Источник: расчеты авторов

Доминирование возобновляемых источников энергии к 2050 г. в энергетическом миксе и связанные с этим изменения меняют приоритеты развития энергетической индустрии, которой придется находить решение для возникающих новых рисков и вызовов, а именно:

1) Относительное большинство вырабатываемой энергии приходится на «нестабильные» источники энергии, использование которых обусловлено условиями окружающей среды. Для решения данной проблемы необходимы:

a. Развитие технологий распределенной генерации для создания резервных ресурсов энергии и связанности инфраструктуры;

b. Внедрение накопителей на случаи прекращения генерации энергии или технических сбоев;

c. Создание крупных сетей передачи энергии, которые свяжут энергетически богатые регионы с энергетическими бедными или теми, в которых растет потребность в энергии.

d. Повсеместная цифровизация, создание «умных городов» и использование технологий «интернета вещей» и больших данных.

Данный риск ведет к существенному усложнению балансирования системы энергоснабжения, в рамках одного населенного пункта. Предлагаемые решения в большинстве случаев подразумевают необходимость серьезных инвестиций в технологическое и инфраструктурное развитие и возможные негативные последствия для окружающей среды в виде истощения редкоземельных металлов для создания накопителей. Несмотря на то, что с учетом механизации вероятность того, что локдаун произойдет, низка, его масштабы могут быть существенно больше, чем если бы подобная ситуация произошла сейчас, поскольку найти и предотвратить ошибку в децентрализованной системе сложнее, чем в централизованной. Помимо этого, такая система уязвима в свете растущих кибер-угроз. Ввиду этого понести необходимые затраты и минимизировать возможные риски смогут в большинстве своем только развитые государства. В то время как развивающиеся страны будут дальше полагаться на невозобновляемые источники энергии.

2) Рост доли потребления газа напрямую связан с новыми путями сбыта газа (развитие СПГ, строительство новых магистральных газопроводов и интерконнекторов), новыми технологиями добычи (сланцевый газ, применение технологии цифровых двойников) и появлением новых сфер применения (например, путем увеличения числа автомобилей, работающих на газу, замены угольных тепло-электростанций на газовые), которые в основном будут доступны для развитых стран.

3) Повышенное потребление ведет к исчерпанию ресурсов и к смене существующих правил игры на рынке торговли газом. Если раньше идея газового ОПЕК не была актуальной, то с развитием СПГ, применением ценового демпинга и началом нового витка конкуренции на рынках сбыта вопрос о создании подобной регулирующей организации для газовой отрасли может быть снова актуален.

4) В тоже время открывается новая роль природного газа как переходного источника энергии на пути к развитию возобновляемой энергетики и некоего резервного энергоносителя на пути к реализации политики энергетического перехода. Вероятнее всего газ будет находиться в основе энергетики как развитых, так и развивающихся стран.

5) Снижение доли угольной энергетики в энергетическом миксе может нести угрозы для стран, которые выстраивали свою экономику исходя из добычи угля. Отказ от использования угля может привести к потере внутренней стабильности и политизации вопроса.

6) Также возможен рост цен для стран, использующих уголь в качестве основного энергоносителя, в связи со снижением добычи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мировое население вырастет к 2050 году и будет составлять около 10 млрд человек, что может повлечь за собой увеличение энергопотребления. Структура производства энергии будет смещаться в сторону альтернативных источников энергии, что создаст новые риски и вызовы для стран мира. При этом изменения в структуре

используемых энергоносителей будут разными для развитых и развивающихся стран, обостряя существующие различия и конфликты между ними.

ЛИТЕРАТУРА:

1. BP. (2019). *BP Statistical Review of World Energy June 2018.* Лондон : BP.
2. Digital will shape the future of oil and gas. 2018. Ernst & Young, viewed 30.05.2020, https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-digital-will-shape-the-future-of-oil-andgas/$FILE/ey-digital-will-shape-the-future-of-oil-and-gas.pdf
3. Energy, U. D. (2018). *ERI RAS-ACRF, IEA, USA Department of Energy, BP, ExxonMobil.* ERI.
4. Improving oil and gas efficiency through digital. 2016. PwC, viewed 30.05.2020, https://www.strategyand.pwc.com/media/file/Improving-oil-and-gas-efficiency-through-digital.pdf
5. Unrealized potential of digital. 2016. PwC, viewed 30.05.2020, https://www.pwc.com/us/en/industries/energy/library/unrealized-potential-of-digital-the-imperativeof-oil-and-gas-digitization.html

Характеристика Организации Договора коллективной безопасности
(Characteristic of the Collective Security Treaty Organization)

Домнин Олег Вадимович
Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к.ю.н., доцент Шабуня Вадим Викторович

АННОТАЦИЯ

Организация Договора о коллективной безопасности - полноценная региональная международная организация, имеющая свой бюджет, органы и цели, которых она успешно достигает. Модельный закон ОДКБ «Об энергетической безопасности» имеет весьма подробный перечень различных угроз.

ABSTRACT

The Collective Security Treaty is a full-fledged regional international organization. The CSTO Model Law on Energy Security has a very detailed list of various threats. It also has measures to ensure energy security.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Организация Договора о коллективной безопасности, энергетическая безопасность, угроза энергетической безопасности, обеспечение энергетической безопасности, топливно-энергетический комплекс.

KEYWORDS

Organization of the Collective Security Treaty, energy security, a threat to energy security, ensuring energy security, the fuel and energy complex.

Краткая характеристика ОДКБ как международной организации

Организация Договора о коллективной безопасности (ОДКБ) - международная организация, ставящая целью укрепление мира, международной и региональной безопасности и стабильности, защита на коллективной основе независимости, территориальной целостности и суверенитета государств-членов, приоритет в достижении которых государства-члены отдают политическим средствам.[20]

ОДКБ позиционирует себя как организация безопасности нового типа. Это означает многофункциональность организации. То есть, противодействие традиционным внешним военным угрозам (создание военного союза, состыковка и сращивание военных инфраструктур семи стран-членов), с одной стороны, и противодействие новым угрозам и вызовам (борьба с наркотрафиком, незаконной миграцией, терроризмом и пр.) – с другой.[21]

До появления Организации, которая подразумевает Устав, структуру, бюджет, Секретариат, существовал Договор о коллективной безопасности (ДКБ), от15 мая 1992 года, основной целью которого было реагирование на указанные традиционные внешние угрозы. В соответствии с Договором созданы Восточноевропейская и Кавказская группировки войск и Коллективные силы быстрого развертывания (КСБР). В

[20] Текст Устава Организации Договора о коллективной безопасности ст. 3. http://kremlin.ru/supplement/3506 (дата обращения 04.02.2020). Документ ратифицирован. Федеральный закон от 26.05.2003 № 56-ФЗ. О ратификации Устава Организации Договора о коллективной безопасности. Собрание законодательства Российской Федерации от 2003 г. , N 22 , ст. 2061.

[21] ОДКБ: ОТВЕТСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. Под общей редакцией И.Ю. Юргенса. «Экон-информ». Москва. стр. 8.

соответствии со Стратегией коллективной безопасности ОДКБ на период до 25 года, силы коллективной безопасности ОДКБ имеют не только войска, но и специальные службы, созданные для ликвидаций последствий чрезвычайных ситуаций.[22] К этим силам относится и миротворческий контингент, реагирующий на кризисные ситуации. Если говорить о борьбе с новыми вызовами, то следует отметить борьбу с терроризмом, наркотическими поставками и незаконной миграцией. Это выражается в сценариях учений КСБР, в операциях “КАНАЛ” и “НЕЛЕГАЛ”.

Решением указанных и других проблем занимаются разные международные организации. Региональные международные организации Шанхайская организация сотрудничества, Содружество Независимых Государств и Евразийское экономическое сообщество (ЕврАзЭС). Мировой уровень - Организацию Объединённых Наций, Организацию по безопасности и сотрудничеству в Европе, НАТО и Европейский союз. Такое количество организаций вызывает озабоченность у экспертов, так как возможно дублирование функций этих международных организаций, то, по сути, будет выражаться в излишней финансовой нагрузке.[23]

Следует указать, что целью энергетической политики государств - членов ЕврАзЭС является обеспечение энергетической независимости и энергетической безопасности стран. Сообщества, в том числе путем формирования общего рынка энергоресурсов, создания надежной энергетической базы для их устойчивого экономического роста. В настоящее время перед государствами - членами ЕврАзЭС стоит задача создать сбалансированный рынок энергоносителей и непосредственно энергии в Евразийском экономическом сообществе с учетом интересов каждой страны и заключить на этой основе двусторонние или многосторонние соглашения с учетом основных положений Европейской энергетической хартии.[24]

Характеристика законодательства в сфере энергетической безопасности

Правовое регулирование электроэнергетики в Российской Федерации в основном производится Федеральным законом от 26.03.2003 N 35-ФЗ "Об электроэнергетике".[25] Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 "Об утверждении Правил оптового рынка ..."[26], Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 N442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии...".[27]

---

[22] СТРАТЕГИЯ коллективной безопасности Организации Договора о коллективной безопасности на период до 2025 года. 18.10.2016. УТВЕРЖДЕНА Решением Совета коллективной безопасности Организации Договора о коллективной безопасности от 14 октября 2016 года «О Стратегии коллективной безопасности Организации Договора о коллективной безопасности на период до 2025 года». Интернет-страница ОДКБ. https://odkb-csto.org/documents/statements/strategiya_kollektivnoy_bezopasnosti_organizatsii_dogovora_o_kollektivnoy_bezopasnosti_na_period_do_/ (дата обращения 04.02.2020).

[23] Тезисы выступления Генерального секретаря ОДКБ Н.Н.Бордюжи на V международной научно-практической конференции "Место и роль Организации Договора о коллективной безопасности в формирующейся архитектуре международной безопасности, перспективы развития ОДКБ". http://www.odkb.gov.ru/d/azze.htm (дата обращения 07.02.2020).

[24] АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ГАРМОНИЗАЦИИ И РАЗВИТИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ГОСУДАРСТВ - ЧЛЕНОВ ОРГАНИЗАЦИИ ДОГОВОРА О КОЛЛЕКТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В СФЕРЕ УКРЕПЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. Шабуня В. В. ЖУРНАЛ: ПРАВОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ Издательство: Издательская группа "Юрист" (Москва), 2018. с. 29-36.

[25] Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 27.12.2019) "Об электроэнергетике". "Собрание законодательства РФ", 31.03.2003, N 13, ст. 1177.

[26] Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 (ред. от 22.01.2020) "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности". "Собрание законодательства РФ", 04.04.2011, N 14, ст. 1916.

[27] Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 31.12.2019) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии"). "Собрание законодательства РФ", 04.06.2012, N 23, ст. 3008.

Важные положения касающиеся электроэнергетики можно найти в документе под названием “Энергетическая стратегия России на период до 2030 года”. В разделе VI, в п. 7 зафиксировано, что развитие электроэнергетики является стратегическим направлением, которое выражается в обеспечении энергетической безопасности страны и регионов; удовлетворении потребностей экономики и населения страны в электрической энергии (мощности) по доступным конкурентоспособным ценам, обеспечивающим окупаемость инвестиций в электроэнергетику; обеспечении надежности и безопасности работы системы электроснабжения России в нормальных и чрезвычайных ситуациях; инвестиционно-инновационном обновлении отрасли, направленным на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии.[28]

Одним из новейших правовых актов является Указ Президента РФ "Об утверждении Доктрины энергетической безопасности РФ", который конкретизирует вызовы, угрозы и риски в разделе 2; цели, принципы, основные направления и задачи в разделе 3; организационные основы в разделе 4 в области энергетической безопасности.[29]

Необходимо отметить Федеральный государственный энергетический надзор в рамках которого происходит оценка соответствия за исполнением юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями обязательных требований при проектировании, строительстве, реконструкции, капитальном ремонте, вводе в эксплуатацию объектов энергетики (кроме бытовых электрических и тепловых установок и сетей), не являющихся объектами капитального строительства, за техническим состоянием и проведением мероприятий, обеспечивающих безопасность при эксплуатации и обслуживании оборудования и основных сооружений электростанций, электрических и тепловых установок и сетей субъектов энергетики, электрических и тепловых установок и сетей потребителей (кроме бытовых установок и сетей).[30] Энергонадзор регулируется Постановлением Правительства РФ от 20.07.2013 N 610 "О федеральном государственном энергетическом надзоре"[31] и приказами Ростехнадзора, среди которых можно выделить Приказ Ростехнадзора от 30 января 2015 года № 38 «Об утверждении Административного регламента исполнения Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной функции по осуществлению федерального государственного энергетического надзора».[32]

Благодаря СССР, Российская Федерация имеет единую энергетическую систему, за исключением Калининградской и Сахалинской областей. Это значит, что, кроме указанных субъектов РФ, в случаях чрезвычайных и иных ситуаций влекущих проблемы с энергоснабжением каких-либо субъектов РФ, у Системного оператора Единой

---

[28] Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. СПС. "Гарант". https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/96681/#96681 (дата обращения 06.02.2020).

[29] Указ Президента РФ от 13.05.2019 N 216 "Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации". "Собрание законодательства РФ", 20.05.2019, N 20, ст. 2421.

[30] Федеральный государственный энергетический надзор. Интернет-сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. http://www.gosnadzor.ru/energy/energy/tasks/ (дата обращения 07.02.2020).

[31] Постановление Правительства РФ от 20.07.2013 N 610 (ред. от 18.07.2019) "О федеральном государственном энергетическом надзоре" (вместе с "Положением об осуществлении федерального государственного энергетического надзора"). "Собрание законодательства РФ", 29.07.2013, N 30 (часть II), ст. 4119.

[32] Приказ Ростехнадзора от 30 января 2015 года № 38 «Об утверждении Административного регламента исполнения Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной функции по осуществлению федерального государственного энергетического надзора» (зарегистрирован в Минюсте России 27.02.2015 № 36293).

энергетической системы[33] есть возможность активировать резервные мощности и перебросить энергию в проблемные субъекты.

Интересно, что если Калининградскую область присоединить к ЕЭС проблематично ввиду географического положения, то Сахалинскую область представляется возможным в рамках Азиатского энергетического суперкольца, где энергия будет поступать на остров Сахалин со стороны континентальной Российской Федерации, а далее в Японию через энергомост Сахалин-Хоккайдо.[34]

В дальнейшем речь пойдёт о модельном законе ОДКБ «Об энергетической безопасности» который устанавливает общие подходы государств – членов ОДКБ к организационному и правовому обеспечению энергетической безопасности в контексте обеспечения национальной безопасности государств.

Характеристика модельного закона ОДКБ «Об энергетической безопасности»

Постановление Парламентской Ассамблеи Организации Договора о коллективной безопасности “О модельном законе ОДКБ «Об энергетической безопасности»” имеет в ст. 7 имеет перечень направлений обеспечения энергетической безопасности, который подразделяется на основные направления в части предотвращения внутренних угроз, социально-политических угроз, техногенных и природных угроз и внешнеэкономических и внешнеполитических угроз.

В соответствии со ст. 2 рассматриваемого нами модельного закона, под угрозой энергетической безопасности понимается прямая или косвенная возможность нанесения ущерба функционированию субъектов и объектов топливно-энергетического комплекса, стабильному обеспечению и развитию хозяйственно-экономического потенциала государства, надежному обеспечению государства и граждан энергетическими ресурсами. Ст. 7 классифицирует природу угроз и предлагает меры обеспечения безопасности, что выражается в деятельности государственных органов и их должностных лиц по реализации определяемой государством системы политических, организационных, социально-экономических, информационных, правовых и иных мер, направленных на противодействие и ликвидацию угроз энергетической безопасности.

Остановимся на некоторых угрозах и мерах.

Под внутренними угрозами, в ст. 6 понимается недостаточное инвестирование, финансовая нестабильность, стагнация, ухудшение состояния сырьевой базы, низкая инновационная активность, зависимость от иностранного оборудования и другое.

Решение проблемы закон видит в инициировании и поддержке реализации пилотных проектов и стратегических инициатив хозяйствующих субъектов в инвестиционной, инновационной, энергосберегающей и других сферах. Примерами реализации пилотных проектов может служить введение Агрегаторов управления спросом - специализированных организаций, которые консолидируют способность розничных потребителей электроэнергии изменять потребление и конвертировать ее в услуги, реализуемые в настоящее время на рынке системных услуг.[35]

---

[33] Ст. 8. Федеральный закон от 26.03.2003 N 36-ФЗ (ред. от 29.12.2014) "Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике". "Собрание законодательства РФ", 31.03.2003, N 13, ст. 1178.

[34] См. напр. Россети начали работу по реализации проекта Азиатского энергетического суперкольца. Интернет-журнал Neftegas.ru. https://neftegaz.ru/news/energy/216905-rosseti-nachali-rabotu-po-realizatsii-proekta-aziatskogo-energeticheskogo-superkoltsa/ (дата обращения 06.02.2020).

[35] См. напр. Системный оператор на форуме СевТЭК в Мурманске представил первые результаты пилотного проекта управления спросом на розничном рынке электроэнергии. http://so-ups.ru/index.php?id=odu_northwest_news_view&tx_ttnews[tt_news]=15262&cHash=c305d040e9 (дата обращения 06.02.2020).

К техногенным угрозам относятся износ в любых формах, как следствие отсутствия инвестиций, несоблюдение требований промышленной безопасности, человеческий фактор, нарушение технологий, и другое.

Несоблюдение требований промышленной безопасности особо выделяется, так как на момент написания работы планируется ввести административную ответственность юридических лиц за нарушение требований безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК. Как следует из пояснительной записки к новой редакции 20.30 КоАП РФ, по результатам проведения уполномоченными органами государственного контроля более 6,9 тыс. проверок выявлены нарушения обязательных требований безопасности объектов ТЭК. При этом выявлено отсутствие у привлекаемых должностных лиц необходимых полномочий по финансированию мероприятий по обеспечению безопасности объектов, что приводит к прекращению судами административных дел, а нарушения не устраняются[36]

Проблему дефицита высококвалифицированных кадров планируется решить с помощью отраслевого заказа - обмена программами обучения с целью совершенствования подготовки специалистов.[37]

Под внешнеэкономическими и внешнеполитическими угрозами закон в ст. 6 понимает недостаточная географическая диверсификация экспортных поставок энергетических ресурсов; высокая политизированность международных отношений; неустойчивая конъюнктура (волатильность) мировых финансовых и энергетических рынков в сочетании с нестабильностью (нередко управляемой) военно-политической обстановки в основных регионах добычи энергетических ресурсов; ограничение транспортировки экспортируемых из государства энергетических ресурсов в связи с блокированием нефте- газопроводов на территориях транзитных государств и другое.

Направление обеспечения безопасности в соответствии с п.4 ст.7: поддержка сохранения и расширения надежных рынков сбыта, оказание дипломатической и законодательной поддержки, обсуждение возможности создания и участия частных военных организаций государства в охране, стимулирование участия капитала государства в зарубежном ТЭК, создание благоприятных условий для научно-технологической кооперации.

По нашему мнению, следует создать в рамках ОДКБ координирующий орган в сфере информационной безопасности и противодействия киберугрозам, который может быть организован на межправительственном уровне. Орган будет примером сотрудничества аналогичному партнёрству в рамках Совета Россия-НАТО (СРН). То есть, орган, созданный как механизм для консультаций, сотрудничества, принятия совместных решений и проведения совместных действий, помогающий решать вопросы в индивидуальном порядке между странами, в качестве равных партнёров.[38] Особенностью будет являться то, данный орган будет помогать странам-участникам без угрозы их суверенитету. Киберпреступность признана Интерполом, и он против неё ведёт борьбу. Так в его рамках проводятся кибер-операции, где Интерпол выступает в роли координатора расследований и операций по транснациональной киберпреступности.[39]

---

[36] См. напр. Планируется ввести административную ответственность юрлиц за нарушение требований безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК. ГАРАНТ.РУ: https://www.garant.ru/news/1325611/ (дата обращения 09.02.2020).

[37] См. напр. Минэнерго РФ предлагает компаниям ТЭК обмениваться программами подготовки кадров. МОСКВА, 14 фев 2019 ПРАЙМ: https://1prime.ru/energy/20190214/829714223.html (дата обращения 09.02.2020).

[38] Совет Россия–НАТО. Сайт Организации Североатлантического договора. https://www.nato.int/cps/ru/natohq/topics_50091.htm (дата обращения 26.02.2020).

[39] Cybercrime. Interpol. https://www.interpol.int/Crimes/Cybercrime (дата обращения 26.02.2020).

Постановление Парламентской Ассамблеи ОДКБ “О модельном законе ОДКБ «Об энергетической безопасности»” имеет Главу III “Обеспечение безопасности функционирования критически важных объектов топливно-энергетического комплекса”, в которой приводится ряд требований для критически важных объектов ТЭК. В ст. 13, закон сразу фиксирует, что государство определяет полномочия органов государственной власти в сфере безопасности указанных объектов, права, обязанности и ответственность физических и юридических лиц, владеющих на праве собственности или ином законном праве объектами топливно-энергетического комплекса. Согласно ст.2 рассматриваемого закона, критически важные объекты топливно-энергетического комплекса – это объекты топливно-энергетического комплекса, нарушение или прекращение функционирования которых приведет к потере управления экономикой государства, ее необратимому негативному изменению (разрушению) либо существенному снижению безопасности жизнедеятельности населения.

Является ли объект высокой, средней или низкой категории опасности зависит от исходных данных, регулируемых Правительством РФ[40] и зависит от соответствующих данных реестра объектов ТЭК.[41]

Закон устанавливает в ст. 16, требования к персоналу. Интересно, что речь идёт о лицах с судимостью; находящихся на учете в учреждениях органов здравоохранения по поводу психического заболевания, алкоголизма или наркомании; и уволенных в связи с дисциплинарным проступком или утратой доверия из государственных органов и служб. Требований о профессионализме, здоровья и, например, стрессоустойчивости не заявлено. Из этого можно сделать вывод, что персонал должен быть “чист” только в репутационном плане.

Федеральный государственный контроль (надзор) за обеспечением безопасности объектов топливно-энергетического комплекса осуществляется вневедомственной охраной и Федеральной службе войск национальной гвардии.[42] Эта структура имеет план-график проверок объектов, Административный регламент по осуществлению федерального государственного контроля (надзора) за обеспечением безопасности ТЭК.[43]

Модельный закон под мониторингом энергетической безопасности понимает систематические наблюдения, регистрация, краткосрочное прогнозирование и анализ процессов в топливно-энергетическом комплексе, влияющих на энергетическую безопасность, осуществляемые в целях идентификации угроз, оценки существующего и ожидаемого уровня энергетической безопасности, подготовки информации для решения задач функционирования и развития топливно-энергетического комплекса с учетом фактора энергетической безопасности, а также для обоснования и выбора мер по ее

---

[40] Постановление Правительства РФ от 5 мая 2012 г. N 459 "Об утверждении Положения об исходных данных для проведения категорирования объекта топливно-энергетического комплекса, порядке его проведения и критериях категорирования". Текст постановления опубликован в Собрании законодательства Российской Федерации от 14 мая 2012 г. N 20 ст. 2556. Система ГАРАНТ: http://base.garant.ru/70173868/#ixzz6DjH4IEkl (дата обращения 09.02.2020).

[41] Постановление Правительства РФ от 22 декабря 2011 г. N 1107 "О порядке формирования и ведения реестра объектов топливно-энергетического комплекса". Текст постановления опубликован в Собрании законодательства Российской Федерации от 2 января 2012 г. N 1 ст. 149. Система ГАРАНТ: http://base.garant.ru/70120040/#ixzz6DjHIgLw3 (дата обращения 09.02.2020).

[42] Пп. 9, п.2 Указ Президента РФ от 30 сентября 2016 г. N 510 "О Федеральной службе войск национальной гвардии Российской Федерации". Собрание законодательства Российской Федерации от 10 октября 2016 г. N 41 ст. 5802.

[43] ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ВОЙСК НАЦИОНАЛЬНОЙ ГВАРДИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПРИКАЗ. Москва. 3 октября 2017 г. № 418 "Об утверждении Административного регламента исполнения Федеральной службой войск национальной гвардии Российской Федерации государственной функции по осуществлению федерального государственного контроля (надзора) за обеспечением безопасности объектов топливно-энергетического комплекса". Зарегистрирован Минюстом России 30 октября 2017 г. Регистрационный № 48730. http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102452450 (дата обращения 09.02.2020).

обеспечению, информационно-аналитическая система, обеспечивающая мониторинг энергетической безопасности. Проводимый государством мониторинг выражается в постоянном мониторинге состояния энергетической безопасности на основании объективных показателей (индикаторов) энергетической безопасности. Такими показателями является динамика цен на энергоносители; проблема транзита энергетических ресурсов по территории других государств; проблема доступа на зарубежные рынки энергетических ресурсов и другие.

Наше мнение, что система мониторинга слишком развёрнута и результаты сложно представить в целом виде. Можно ли создать индекс энергетической безопасности страны или отдельно взятой энергосистемы? Проведение комплексной оценки, на основании которой возможно будет индекс, которая будет учитывать все показатели модельного закона. Скорее всего такая оценка будет способна показать общую картину развития отрасли и проследить её динамику развития.

Организация Договора о коллективной безопасности - международная организация, ставящая целью укрепление региональной безопасности и стабильности, защита на коллективной основе независимости и суверенитета государств-членов. Указанного можно достичь в энергетическом аспекте с помощью следующих мер:

1. Создание в рамках ОДКБ координирующего органа в сфере информационной безопасности и противодействия киберугрозам, который может быть организован на межправительственном уровне. Орган будет примером сотрудничества аналогичному партнёрству в рамках Совета Россия-НАТО (СРН). То есть, орган, помогающий решать вопросы в индивидуальном порядке между странами, в качестве равных партнёров. Особенностью будет являться то, данный орган будет помогать странам-участникам без угрозы их суверенитету.

2. Требования о профессионализме персонала критически важных объектов ТЭК следует ввести в рассмотренный модельный закон в целях минимизации ошибок, вызванных человеческим фактором.[44]

3. Ввиду сложности мониторинга следует ввести проведение комплексной оценки, на основании которой возможно будет поставить индекс безопасности, при условии, что оценка будет учитывать все показатели модельного закона. Введение индекса будет в духе рекомендаций Государственной Думы способствовать гармонизации законодательства.[45] То есть, государства-члены ОДКБ смогут в одинаковых рамках сравнить безопасность объектов.

4. В модельный закон добавить положения о стимулировании создания генерирующих объектов малой мощности у частных лиц. Это будет выражаться в создании на частных территориях, предприятиях установок альтернативных источников энергии. Важно отметить возобновляемость ресурса и возможность его работы в изолированной электросети. Причем мощности данных объектов должно хватать для минимальной хозяйственной активности. Целью установки является обеспечение минимальной энергетической безопасности в условиях временного или полного отключения сети. Второстепенной целью может быть отправка излишков энергии в электросети с последующей компенсацией частным лицам для снижения общей

[44] См. напр. На ямальских предприятиях ТЭКа причинами аварий все чаще становится человеческий фактор. Вести Ямал. https://vesti-yamal.ru/ru/vjesti_jamal/na_yamalskikh_predpriyatiyakh_teka_prichinami_avarii_vse_chashe_stanovitsya_chelovecheskii (дата обращения 09.02.2020).

[45] 18 февраля 2016 г. Рекомендации «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему: «Законодательное обеспечение безопасности гидротехнических сооружений». Утверждены Решением Комитета Государственной Думы по энергетике №3.25-5/122 от 16 марта 2016 года Комитет Государственной Думы по энергетике. http://www.komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/11046 (дата обращения 19.02.2020).

нагрузки на сеть. Данное предложение будет в рамках “четвертого возможного сценария“ развития энергетики.[46]

ЛИТЕРАТУРА:

Нормативные правовые акты:

1.Текст Устава Организации Договора о коллективной безопасности ст. 3. http://kremlin.ru/supplement/3506 (дата обращения 04.02.2020). Документ ратифицирован. Федеральный закон от 26.05.2003 № 56-ФЗ. О ратификации Устава Организации Договора о коллективной безопасности. Собрание законодательства Российской Федерации от 2003 г., N 22, ст. 2061.

2.Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 27.12.2019) "Об электроэнергетике". "Собрание законодательства РФ", 31.03.2003, N 13, ст. 1177.

3.Федеральный закон от 26.03.2003 N 36-ФЗ (ред. от 29.12.2014) "Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике". "Собрание законодательства РФ", 31.03.2003, N 13, ст. 1178.

4.Указ Президента РФ от 13.05.2019 N 216 "Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации". "Собрание законодательства РФ", 20.05.2019, N 20, ст. 2421.

5.Указ Президента РФ от 30 сентября 2016 г. N 510 "О Федеральной службе войск национальной гвардии Российской Федерации". Собрание законодательства Российской Федерации от 10 октября 2016 г. N 41 ст. 5802.

6.Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 (ред. от 22.01.2020) "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности". "Собрание законодательства РФ", 04.04.2011, N 14, ст. 1916.

7.Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 31.12.2019) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии"). "Собрание законодательства РФ", 04.06.2012, N 23, ст. 3008.

8.Постановление Правительства РФ от 20.07.2013 N 610 (ред. от 18.07.2019) "О федеральном государственном энергетическом надзоре" (вместе с "Положением об осуществлении федерального государственного энергетического надзора"). "Собрание законодательства РФ", 29.07.2013, N 30 (часть II), ст. 4119.

9.Постановление Правительства РФ от 5 мая 2012 г. N 459 "Об утверждении Положения об исходных данных для проведения категорирования объекта топливно-энергетического комплекса, порядке его проведения и критериях категорирования". Текст постановления опубликован в Собрании законодательства Российской Федерации от 14 мая 2012 г. N 20 ст. 2556. Система ГАРАНТ: http://base.garant.ru/70173868/#ixzz6DjH4IEkl (дата обращения 09.02.2020).

10.Постановление Правительства РФ от 22 декабря 2011 г. N 1107 "О порядке формирования и ведения реестра объектов топливно-энергетического комплекса". Текст постановления опубликован в Собрании законодательства Российской Федерации от 2

[46] Энергетической отрасли нужна единая стратегия развития. Аналитический центр при Правительстве РФ. https://ac.gov.ru/news/page/energeticeskoj-otrasli-nuzna-edinaa-strategia-razvitia-21914 (дата обращения 19.02.2020).

января 2012 г. N 1 ст. 149. Система ГАРАНТ: http://base.garant.ru/70120040/#ixzz6DjHIgLw3 (дата обращения 09.02.2020).
11.Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. СПС. "Гарант". HYPERLINK "https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/96681/#96681"https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/96681/#96681 (дата обращения 06.02.2020).
12.Приказ Ростехнадзора от 30 января 2015 года № 38 «Об утверждении Административного регламента исполнения Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной функции по осуществлению федерального государственного энергетического надзора» (зарегистрирован в Минюсте России 27.02.2015 № 36293).
13.ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ВОЙСК НАЦИОНАЛЬНОЙ ГВАРДИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПРИКАЗ. Москва. 3 октября 2017 г. № 418 "Об утверждении Административного регламента исполнения Федеральной службой войск национальной гвардии Российской Федерации государственной функции по осуществлению федерального государственного контроля (надзора) за обеспечением безопасности объектов топливно-энергетического комплекса". Зарегистрирован Минюстом России 30 октября 2017 г. Регистрационный № 48730. http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102452450 (дата обращения 09.02.2020).

ЛИТЕРАТУРА:

1.АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ГАРМОНИЗАЦИИ И РАЗВИТИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ГОСУДАРСТВ - ЧЛЕНОВ ОРГАНИЗАЦИИ ДОГОВОРА О КОЛЛЕКТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В СФЕРЕ УКРЕПЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. Шабуня В. В. ЖУРНАЛ: ПРАВОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ Издательство: Издательская группа "Юрист" (Москва), 2018. с. 29-36.
2.ОДКБ: ОТВЕТСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. Под общей редакцией И.Ю. Юргенса. «Экон-информ». Москва. С. 68.

Интернет-источники:

1.СТРАТЕГИЯ коллективной безопасности Организации Договора о коллективной безопасности на период до 2025 года. 18.10.2016. УТВЕРЖДЕНА Решением Совета коллективной безопасности Организации Договора о коллективной безопасности от 14 октября 2016 года «О Стратегии коллективной безопасности Организации Договора о коллективной безопасности на период до 2025 года». Интернет-страница ОДКБ. https://odkb-csto.org/documents/statements/strategiya_kollektivnoy_bezopasnosti_organizatsii_dogovora_o_kollektivnoy_bezopasnosti_na_period_do_/ (дата обращения 04.02.2020).
2.Тезисы выступления Генерального секретаря ОДКБ Н.Н. Бордюжи на V международной научно-практической конференции "Место и роль Организации Договора о коллективной безопасности в формирующейся архитектуре международной безопасности, перспективы развития ОДКБ". http://www.odkb.gov.ru/d/azze.htm (дата обращения 07.02.2020).
3.Федеральный государственный энергетический надзор. Интернет-сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. http://www.gosnadzor.ru/energy/energy/tasks/ (дата обращения 07.02.2020).
4.Энергетической отрасли нужна единая стратегия развития. Аналитический центр при Правительстве РФ. https://ac.gov.ru/news/page/energeticeskoj-otrasli-nuzna-edinaa-strategia-razvitia-21914 (дата обращения 19.02.2020).

5. 18 февраля 2016 г. Рекомендации «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему: «Законодательное обеспечение безопасности гидротехнических сооружений». Утверждены Решением Комитета Государственной Думы по энергетике №3.25-5/122 от 16 марта 2016 года Комитет Государственной Думы по энергетике. http://www.komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/11046 (дата обращения 19.02.2020).
6. Cybercrime. Interpol. https://www.interpol.int/Crimes/Cybercrime (дата обращения 26.02.2020).
7. Совет Россия–НАТО. Сайт Организации Североатлантического договора. https://www.nato.int/cps/ru/natohq/topics_50091.htm (дата обращения 26.02.2020).

Нефтяной пек из высокоароматизированного мазута
(Petroleum pitch from highly aromatized masut)

Дошлов Иван Олегович[1], Горяшин Никита Александрович[2], Кузора Игорь Евгеньевич[3]
[1]Аспирант, [2] Бакалавр, [3] Заместитель начальника ИЦ-УКК по новым технологиям
[1,2] ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет» (ИРНИТУ «Иркутский Политех»)
[3] АО «Ангарская нефтехимическая компания», НК «Роснефть»
Научный руководитель: к.х.н., профессор Дошлов О.И.

АННОТАЦИЯ

Повышение глубины переработки нефти является одной из ключевых задач отечественной нефтеперерабатывающей промышленности. Улучшение эффективности НПЗ и гибкости его технологической схемы возможно за счет комплексного использования разных технологий в переработке альтернативных видов сырья со специфическими свойствами и с получением продукта нестандартного качества, такого как нефтяной пек.

В России не существует промышленного производства нефтяного пека, пока что ведутся научные разработки с использованием в качестве исходного сырья тяжелых нефтяных остатков, смол пиролиза, крекинга, остатков битумов разных марок и т.д. В ФГБОУ ВО «ИРНИТУ» совместно с группой компаний «Катализ» разрабатывается технология получения пека методом каталитического жидкофазного окислительного крекинга (КЖОК) мазута с применением каталитически активных комплексообразующих добавок.

Данное направлением по разработке КЖОК мазута основано на использовании возможностей вещества – его физико-химических и дисперсных свойств как мазута, который проходит КЖОК с получением крекинг-остатка, а также комплексообразующих добавок, которые увеличивают количество поликонденсированных ароматических соединений, тем самым увеличивая соотношение С/Н.

ABSTRACT

Increasing the depth of oil refining is one of the key tasks of the domestic oil refining industry. Improving the efficiency of the refinery and the flexibility of its technological scheme is possible due to the integrated use of different technologies in the processing of alternative raw materials with specific properties and obtaining a product of non-standard quality, such as oil pitch.

In Russia, there is no industrial production of oil pitch, while scientific research is being carried out using heavy oil residues, pyrolysis resins, cracking, bitumen residues of different brands, etc. as raw materials. FSBEI HE «IRNTU» and Group of companies "Kataliz" are developing a technology for producing pitch using catalytic liquid-phase oxidative cracking (KZOK) of fuel oil with the use of catalytically active complexing additives.

This approach to the development of fuel oil KZOK is based on using the capabilities of the substance – its physical, chemical and dispersed properties as fuel oil, which passes KZOK to obtain a cracking residue, as well as complexing additives that increase the number of polycondensed aromatic compounds, thereby increasing the C/H ratio.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нефтяной пек, 3,4-бензпирен, полициклические ароматические углеводороды, тяжелые нефтяные остатки, физико-химические методы исследования, каталитический жидкофазный окислительный крекинг (КЖОК).

KEYWORDS
Petroleum pitch, 3,4-benzpyrene, polycyclic aromatic hydrocarbons, heavy oil residues, physical and chemical research methods, catalytic liquid-phase oxidative cracking (KZOK).

Все попытки получения промышленных партий электродных пеков в России закончились неудачно: отсутствие технологических процессов, несовершенство технологических схем, некондиционное нефтяное сырье, полное отсутствие взаимосвязей и непонимание задач между Заказчиками и Потребителями [1-4]. Сотрудниками Иркутским национальным исследовательским техническим университетом совместно с группой компаний «Катализ» проводятся многолетние работы по процессу каталитического жидкофазного окислительного крекинга (КЖОК), где остаточным продуктом является высокоароматизированный мазут по своим параметрам близким характеристикам к тяжелой смоле пиролиза этиленового производства (лучшим из всех сырьевых компонентов для получения нефтяных пеков). В процессе КЖОК в обязательном порядке используются гомогенные и гетерогенные катализаторы (собственного производства), без которых невозможно произвести нефтяные пеки по своим характеристикам, близким или превосходящие каменноугольные пеки.

В качестве сырья для получения нефтяных пеков наиболее желательны остаточные нефтяные фракции, обладающие высокой плотностью, ароматичностью и малым содержанием серы. Таким явился высокоароматизированный мазут процесса каталитического жидкофазного окислительного крекинга (КЖОК), впервые разработанный в группе компаний «Катализ». Объектом исследования для получения нефтяных пеков являлись тяжелые нефтяные остатки (высокоароматизированный мазут) с установки КЖОК.

Описание технологического процесса: в нефтяное сырье (высокоароматизированный мазут) вводили специальную активирующую присадку (до 2 %) при комнатной температуре (20-25 ºС) (Рисунок 1). Тщательно гомогенизировали. Затем вносили полученную смесь в заранее подогретый до 80 ºС автоклав, после чего автоклав герметизировался, продувался азотом и опрессовывался на 0,5МПа. Управление нагревом осуществляется с помощью блока терморегуляции. Пары легких компонентов удалялись через верхний вентиль в холодильник, где конденсировались и собирались в емкость. Избыточное давление в автоклаве регулировали вентилем, контроль давления производится по манометру. После сброса давления подавали острый пар, обеспечивающий эффективное удаление летучих компонентов. Регулирование подачи пара осуществлялось с помощью редуктора мл/мин. По достижению температуры окисления подается воздух в автоклав. Протекала реакция поликонденсации. Контроль расхода воздуха проводится по реометру. При заданных условиях продолжали проводить процесс окисления, пока промежуточная проба не начинала скалываться. Изучали процесс термолиза нефтяного сырья в герметичном автоклаве при варьировании температуры, давлении и продолжительности процесса. Термолиз проводился при температурах от 420-450 ºС, давлении от 1-2 МПа. и времени термообработки на стадии растворения 5-20 мин. При этом α-фракция (коксовый остаток) образуется из низкомолекулярной фракции нефтяных остатков в относительно высокомолекулярную фракцию. Эта реакция протекает с большей скоростью при постепенном нагревании исходной смеси.

После проведения эксперимента автоклав постепенно охлаждали при непрерывном перемешивании смеси до температуры 260 ºС. Охлажденный нефтяной пек количественно выгружали из автоклава.

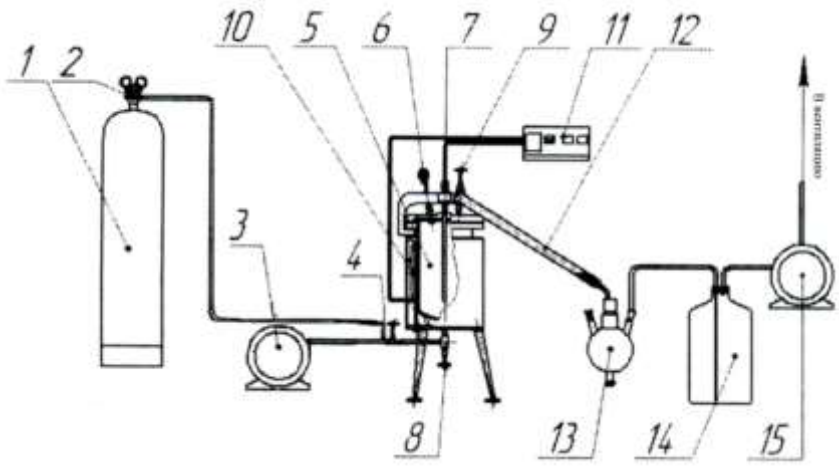


Рис.1. Схема опытной лабораторной установки получения нефтяного пека:
1-баллон с воздухом; 2-редуктор; 3-пароперегреватель; 4-тройник-вентиль; 5-автоклав; 6-манометр; 7-термодатчик; 8- нижний вентиль; 9-верхний вентиль; 10-рубашка автоклава; 11- блок терморегуляции; 12-теплообменник; 13 –приемная емкость; 14-каплеотбойник; 15-газовые часы

Несмотря на обилие литературы [5-6], посвященной процессам получения нефтяного пека, в ней практически отсутствуют четкие научные критерии, которые позволили бы по результатам лабораторного анализа оценить пригодность нефтяных остатков в качестве сырья. В связи с этим были затруднены подходы к разработке технологии процесса получения нефтяного пека из тяжелых нефтяных остатков. Основываясь на литературных данных [7-10], проблема управления качеством получения нефтяного пека заключается в нахождении оптимальных технологических решений, позволяющих повышать содержание α-фракции в нефтяном пеке без значительного изменения содержания α_1-фракции и температуры размягчения. Останавливая процесс на любой стадии, то есть, регулируя степень превращения тяжелых нефтяных остатков, были получены продукты требуемой степени ароматизации и уплотнения, с определенным содержанием смол, асфальтенов, карбенов и карбоидов.

Оценка качества опытных образцов нефтяного пека проводилась по показателям технического регламента ОК «РУСАЛ», основанного на ГОСТе [11]. К стандартным показателям качества пека относятся: температура размягчения, выход летучих веществ, коксовый остаток, содержание серы, натрия, содержание канцерогенов, зольность, количество веществ нерастворимых в толуоле и хинолине. Эти характеристики определяли стандартными методами, приведёнными в таблице 1.

Таблица 1. - Показателей качества образцов нефтяного пека, полученного методом КЖОК

Наименование показателя ОК РУСАЛ	Требо-вание ТР	Метод испытания	Даты получения образцов			
			19.09.17	21.11.17	25.01.18	29.05.18
1.Температура размягчения, °С (Меттлер)	110-117	ASTMD 3104-99	110,4	115,7	113,1	116,3
2.Температура размягчения, °С (Кольцо и стержень)	85-92	ГОСТ 9950	88	91	91	91
3.Вязкость при 155°С, сПз	1500-5000	ASTMD 4402-87	2924	4525	4149	4216
4.Вязкость при 185°С, сПз	300-550	ASTMD 4402-87	380	345	423	394
5.Коксовый остаток, не менее %	55	ISO6998	56,5	56,6	56,8	56,3

6.Выход летучих веществ, %	53-59	ГОСТ 9951	55,4	55,0	56,9	57,1
7.Массовая доля веществ, нерастворимых в толуоле (α-фракция), %, не менее	29	ГОСТ 7847	36,9	38,0	35,3	33,0
8.Зольность, %, не более	0,3	ГОСТ 7846	0,2	0,2	0,2	0,1
9.Массовая доля вещества, нерастворимых в хинолине (α_1-фракция), %	5-12	ГОСТ 10200	5,0	5,0	5,0	9,0
10.Действительная плотность, г/см^3	1,35	СТО 9.38-2013	1,145	1,206	1,200	1,173
11. Сера, не более %	0,7	ГОСТ 8606-93	0,22	0,36	0,24	0,18
12.Натрий, не более %	0,022	СТО 9.54-2012	0,0025	0,002	0,0026	0,002
13.Содержание бенз(а)пиренов, мг/г	3,8	Хромато-масс-спектрометрия	следы	следы	следы	следы

Оценка опытных образцов проб нефтяных пеков проводилась по показателям, нормирующим характеристики каменноугольного пека (ГОСТ 10200-83).

Из таблицы 1 видно, что в образцах нефтяных пеков отсутствуют бенз(а)пирены, что указывает на экологичность пека.

Дополнительно исследовались: термогравиметрические показатели образца нефтяного пека, полученного по методу КЖОК и данные по качественному составу газов, выделяющихся при нагревании в окислительной атмосфере. Исследования проведены с использованием следующих методов:

- Синхронный термический анализ (СТА) – исследование тепловых эффектов и изменение веса образца в процессе нагрева и плавления;
- Масс-спектрометрические исследования количественного состава газовых продуктов при проведении термогравиметрических исследований;

Термический анализ проводили на синхронном термическом анализаторе STA 449 F1 Jupiter.Контроль качественного и количественного состава газовых продуктов термолиза осуществляли с помощью квадрупольного масс-спектрометра QMS 403 C Aeolos при энергии электронного удара 70 эВ.

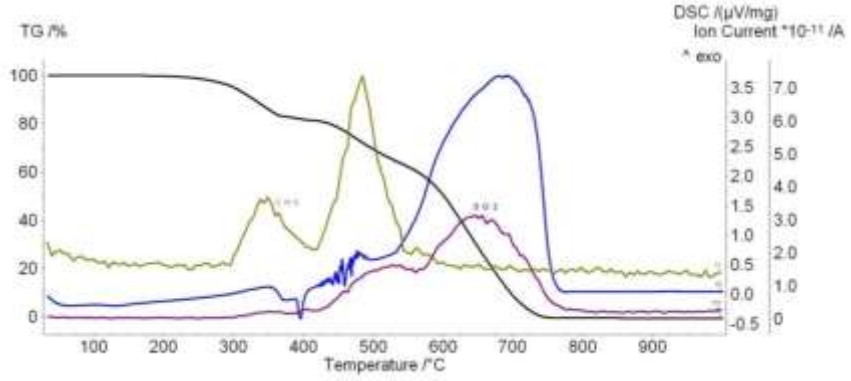


Рис.2. Термоаналитические кривые – ТГ (TG) – кривая потери веса (черная), ДСК (DSC) – кривая тепловых эффектов (синяя), кривая ионного тока SO_2 (сиреневая), кривая ионного тока CH_3 (фисташковая).

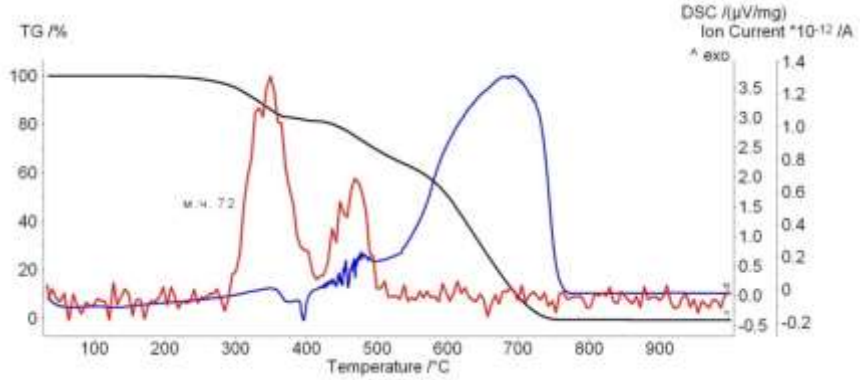


Рис.3. Термоаналитические кривые – ТГ (TG) – кривая потери веса (черная), ДСК (DSC) – кривая тепловых эффектов (синяя), кривая ионного тока по 72 массовому числу (красная)

По результатам термогравиметрии можно сделать выводы:

1. Процесс термического разложения в окислительной среде нефтяного пека идет в три стадии. По окончании эксперимента образец нефтяного пека сгорает полностью.
2. В интервале температур 325-415 °С проходит первая стадия окисления исследуемого образца. Данная стадия сопровождается сдвоенным эндотермическим эффектом с максимумом при 396 °С. При этом убыль массы составляет 17,44 %. Данный процесс обусловлен разрывом слабых химических связей с образованием низкомолекулярных продуктов, что подтверждают представленные масс-спектры.
3. В интервале температур 415-525 °С проходит вторая стадия окисления исследуемого образца. Данная стадия сопровождается экзотермическим эффектом. При этом убыль массы составляет 18,10 %. Данный процесс обусловлен разрывом более сильных химических связей с образованием низкомолекулярных продуктов, что подтверждают представленные масс-спектры.
4. В интервале температур 525-800 °С проходит третья стадия окисления исследуемого образца. Данная стадия сопровождается экзотермическим эффектом. При этом убыль массы составляет 66,43 %. Данный процесс обусловлен разрывом сильных химических связей (в том числе С-С) с образованием в основном CO_2 и H_2O, что подтверждают представленные масс-спектры.
5. В процессе окисления представленного образца в интервале температур 290-800 °С происходит разложение серосодержащих соединений с образованием SO_2. Количество образующегося SO_2 составляет 5 моль. При пересчете на элемент с учетом массы навески, то количество серы в образце составляет 0,15 % Данный процесс также проходит в три стадии.

Сравнительный анализ нефтяных и каменноугольных пеков проводили методами ЯМР спектроскопии ^1H и ^{13}C. По спектрам ЯМР ^1H и ^{13}C, снятых на приборе «спектрометр ЯМР Bruker DPX250», получены сравнительные данные по распределению атомов водорода и углерода по различным углеводородным структурам в каменноугольных и нефтяных пеках. Анализу подвергали фракцию, растворимую в $CDCl_3$. Из-за сложности химического состава пеки обычно характеризуют групповым составом его фракций, обладающих различной растворимостью в изооктане (петролейном эфире), толуоле и хинолине.

Данные спектров ЯМР ^1H и ^{13}C позволяют оценивать состав пеков без разделения на фракции, что в сочетании с точностью метода и скоростью записи спектров ЯМР ^1H повышают экспрессность такого метода анализа.

Исследованию подвергали образцы нефтяного пека, полученного по методу КЖОК из разного сырья и для сравнения образцы каменноугольного пека двух

производителей. Образцы 1 – пек нефтяной КЖОК, 2 – пек из тяжелой смолы пиролиза этиленового производства полученный методом КЖОК, 3- пек каменноугольный (Запорожье), 4- пек каменноугольный (Россия). Анализ полученных спектров ЯМР ^{13}C позволяет отметить качественные особенности строения компонент пеков 1-4. В первую очередь это отсутствие сигналов в диапазоне 150-200 м.д. Этот факт позволяет с уверенностью установить отсутствие в структурах компонент пеков карбонил- и карбоксил содержащих фрагментов. Также можно утверждать об отсутствии О-алкил и О-арил функциональных групп, для которых характерны сигналы в области спектра 50-60 м.д. и 145-160 м.д. соответственно (Рисунок 4).

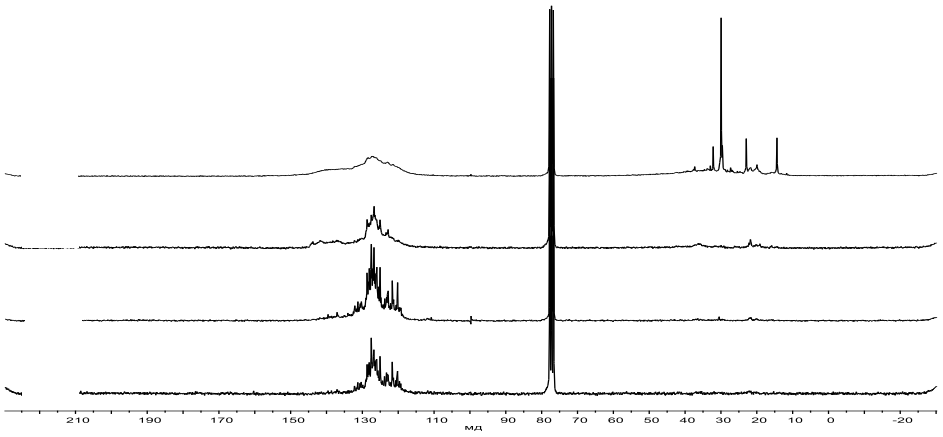


Рис.4. Спектры ЯМР ^{13}C образцов пеков 1-4. Интенсивный сигнал при 77 м.д. принадлежит растворителю

Для нефтяного пека 1, в спектре ЯМР ^{13}C наблюдаются узкие интенсивные сигналы в диапазоне 10-30 м.д., характерные для насыщенных линейных алифатических цепей. По данным относительной интегральной интенсивности этих сигналов, длину таких фрагментов можно оценить в 7-8 углеродных атомов. Интегральные интенсивности всех сигналов в спектрах ЯМР ^{13}C были нормированы на 100 единиц и приведены в таблице 7. Для нефтяных пеков 1 и 2 наблюдается больший вклад сигналов спектра ^{13}C в области 130-150 м.д. по сравнению с угольными пеками. Эта область спектра отвечает резонансам четвертичных атомов ароматических структур, непосредственно связанных с алифатическими фрагментами (Сар-алкил группы).

Так же, как и протонные спектры, спектры ЯМР ^{13}C угольных пеков 3-4 более разрешены, что дополнительно может указывать на более простой состав компонент пека, не склонный к полимеризации

Таблица 4. - Вклады спектральных интенсивностей сигналов от различных диапазонов (в %) по данным спектров ЯМР ^{13}C.

Образец	Спектральный диапазон, м.д.				$\Sigma C_{ал}$	Спектральный диапазон, м.д.		$\Sigma C_{ар}$	$C_{ар}/C_{ал}$
	0-17	17-25	25-41	41-60		90-133	133–160		
1	4,1	8,2	23,5	5,2	41	43	16	59	1,44
2	0,7	4,2	7,9	3,2	16	61,5	22,5	84	5,25
3	0,7	1,5	2,6	1,2	6	84,5	9,5	94	15,67
4	1,6	2,5	2,6	2,3	9	87,1	3,9	91	10,11

Таким образом, сравнивая данные спектров ЯМР ^{13}C для нефтяных и каменноугольных пеков, приведённые в таблице 4 позволило обнаружить существенную разницу в содержании ароматических и алифатических углеводородов в составе пеков. Отношение $C_{ар}/C_{ал}$ образца позволяет количественно оценить долю соответствующих ароматический и алифатических фрагментов в их смеси.

Рентгенодифракционный анализ образцов пека проводили для определения примеси на дифрактометре ShimadzuXRD-7000 на трубке с медным анодом CuKα излучении.

Препараты для съемки готовили набивкой измельченных образцов в кюветы диаметром 25 мм. Дифрактограммы снимали со скоростью 1 градус в минуту, шаг 0,02 градуса в диапазоне углов 5-70. Идентификацию фазового состава осуществляли в программе ИПС ФИ.

Результаты анализа: содержание натрия – 28 ppm, железа – 182 ppm, ванадия – 270 ppm, и других элементов суммарно - 164 ppm.

Электронографические исследования проводили для определения влияния добавок на изменение его структуры и реологических свойств. Электронные микрофотографии поверхности нефтяных пеков, полученные из высокоароматизированного мазута остатков по методу КЖОК с применением модифицирующих добавок, были получены на растровом электронном микроскопе «Tesla BS-242E» с максимальным увеличением до 1500 раз. Как видно из снимков (Рисунок 5), введение различных модифицирующих добавок существенно изменяет поверхность нефтяного пека. На всех снимках четко прослеживается образование частиц кокса.

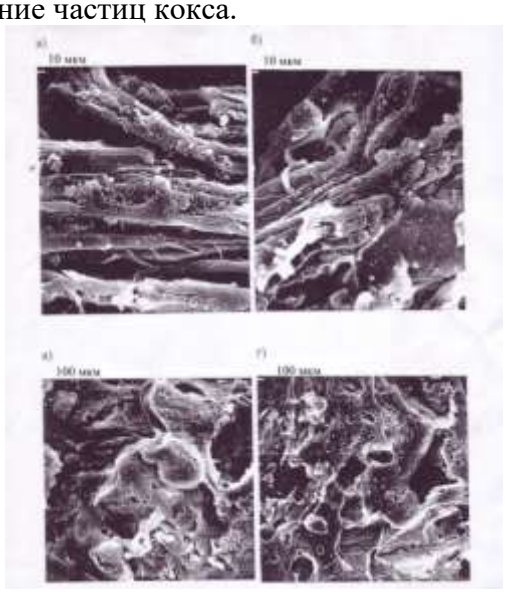


Рис.5. Электронные микрофотографии поверхностей нефтяных пеков, полученных из высокоароматизированного мазута по процессу КЖОК. а) фталевый ангидрид (1%), б) уротропин (0,1%), в) бензойная кислота (1%), г) тяжелая смола пиролиза (5%) в растровом электронном микроскопе с разрешением х1500.

Хромато-масс-спектрометрический метод исследования нефтяных пеков впервые был применен для определения 3.4-бензпиренов и полициклических ароматических углеводородов (методом низковольтовой масс-спектрометрии). Известно, что потенциал ионизации углеводородов в ходящих в состав нефти имеет различное значение, так: арены 7-9,24 ЭВ, алканы с 13 ЭВ и выше, нафтеновые углеводороды более 11 ЭВ, поэтому используем диапазон ионизирующих электронов от 9 ЭВ и ниже. В масс-спектре будут оставаться только пики молекулярных ионов ароматических соединений. На рисунках 7 и 8 приведены хромато-масс-спектры каменноугольных и нефтяных пеков из которых отчетливо видно, что молекулярный ион, соответствующий массе 252 М\е (3,4-бензпирен) в каменноугольном пеке составляет до 30% интенсивности, в то время, как в нефтяном пеке его содержание менее 1% интенсивности.

Энергия ионизирующих ионов – 11,5 ЭВ

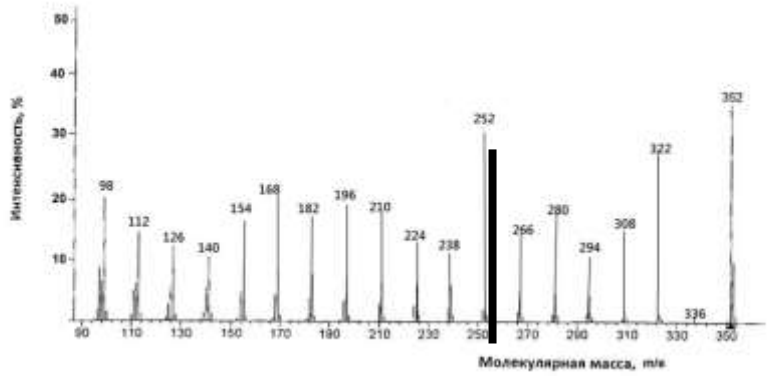


Рис.6 – Хромато-масс-спектр каменноугольного пека (Запорожье).
Молекулярный пик 252 – 3,4-бензпирен.

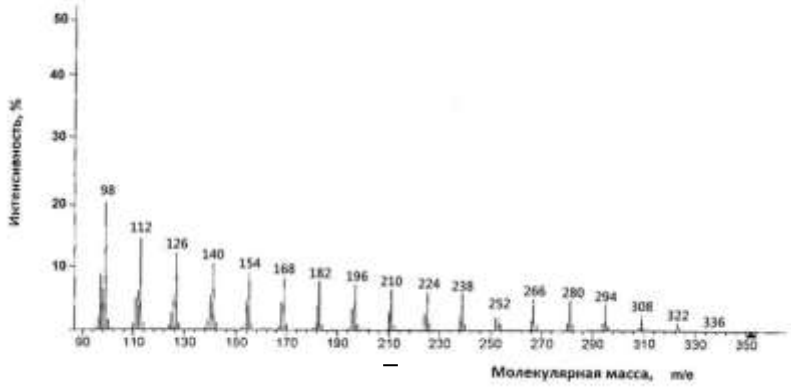


Рис.7 – Хромато-масс-спектр нефтяного пека из высокоароматизированного мазута

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом:

- Впервые в Российской Федерации получен нефтяной пек из высокоароматизированного мазута с высокими физико-химическими и эксплуатационными характеристиками, сравнимыми или превосходящими показатели каменноугольных пеков марки А и $Б_1$. Опытные образцы были исследованы и испытаны в лаборатории ИТЦ ОК РУСАЛ г. Красноярск с положительными результатами самого нефтяного пека, так и получения на его основе анодной массы.
- Технология позволяет получать из мазута новый продукт с высокой добавленной стоимостью, что позволяет значительно повысить глубину переработки нефти на НПЗ при ее внедрении.
- В нефтяном пеке пониженная зольность и минимальное содержание механических примесей; полное отсутствие содержания воды.
- Содержание кристаллического натрия по сравнению с КУПом минимальное. Большое содержание натрия всегда приводит к повышенному расходу анодов при производстве алюминия.
- Процесс получения нефтяного пека по сравнению с КУПом более технологичен и экологичен.
- При установлении структуры нефтяных пеков были использованы современные инструментальные методы: термогравиметрия, ЯМР-спектроскопия, рентгенодифракционный и рентгенографический анализ, хромато-масс-спектрометрия.

- Разработана методика качественного и количественного экспресс анализа 3-4 бенз(а)пиренов, а также полициклических ароматических углеводородов в нефтяных и каменноугольных пеках, которая основана на использовании молекулярной масс-спектрометрии с низкими энергиями ионизирующих электронов.
- Процесс обеспечивает постоянство физико-химического состава и стабильность эксплуатационных характеристик полученного нефтяного пека.
- Организация производства нефтяного пека значительно повысит эффективности использования нефтяного кокса и мобилизацию дополнительных резервов качества и эксплуатационной стойкости изделий за счет применения наполнителя и связующего одной природы.

Выполнено при поддержке Гранта ФЦП в рамках проекта № 075-15-2019-1849 (уникальный идентификатор проекта – RFMEFI60419X024).

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Сюняев З.И.,* Нефтяной углерод, М.: Химия, 1980, 272 с.
2. *Хайрудинов И.Р.,* Опыт производства и применения нефтяных пеков, Уфа: БашНИИ НП, 1994, 36 с.
3. *Долматов Л.В.* Получение нефтяных пеков в схемах глубокой переработки нефти, М.: Химия и технология топлив и масел, 1987, №7, 8-9 с.
4. *И.О. Дошлов, Н.П. Коновалов,* Монография Адгезия и адгезивы, Германия: Lambert, 2017, 252 с.
5. *Смакова У.М., Федосеева М.В., Будник В.А.,* Структура и виды нефтяных пеков. Перспективы производства пеков, М.: Нефтехимия и нефтепереработка, 2019, №1, 19-22 с.
6. *Doshlov I.,* Novel technology for production of petroleum pitches for non-ferrous metallurgy, Advances in Engineering Research, volume 158, International Conference on Aviamechanical Engineering and Transport (AviaENT 2018), 2018, 94-99 pp.
7. *Варфоломеев Д.Ф. и др.,* Перспективы производства и применения НСД при получении металлургического кокса из шихт с повышенным содержанием слабоспекающихся и неспекающихся углей, М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1990, 40 с.
8. *Вершинина Е.П. Гильдебрандт, Э.М. Селина, Е.А.,* Тенденции развития производства связующего для анодов алюминиевых электролизеров, Карс.: Сибирского федерального университета. Техника и технологии, 2012, №5, 7 с.
9. *Кузора, И.Е., Дошлов, О.И., Моисеев, В.М., Дошлов И.О.,* О перспективах производства нефтяных вяжущих в ОАО «АНХК», М.: Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний, 2015, №5, 14-20 с.
10. *Супрунов В.В.,* Получение спекающих материалов из тяжелых остатков нефтей: Автореф. дис. канд. техн. наук. Свердловск, 1969, 28 с.
11. Межгосударственный стандарт ГОСТ 10200-83 "Пек каменноугольный электродный. Технические условия" (утв. постановлением Госстандарта СССР от 28 декабря 1983 г. N 6487).

Оценка влияющих факторов на продуктивность пластов П и отложений коры выветривания на примере месторождения Шаимского нефтегазоносного района (Assessment of influencing factors on the productivity of P layers and weathering crust deposits on the example field of Shaim oil and gas region)

Дьячков Артем Андреевич
Инженер 2 категории
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Научный руководитель: к.г.-м.н. Гильманова Н.В.

АННОТАЦИЯ

В работе рассматриваются факторы, влияющие на продуктивность скважин при совместной эксплуатации пластов П и КВ. Установлено, что при распределении добычи с помощью произведения вскрытой толщины на проницаемость результат получается некорректным. Проанализированные три фактора продуктивности позволяют обосновать оптимальный комплекс ГИС и найти взаимосвязь накопленной добычи (ГДМ) с различными параметрами ГИС.

ABSTRACT

The paper considers the factors that affect the productivity of wells in the joint operation of P and KV formations. It is found that when the distribution of production using the product of the uncovered thickness on the permeability, the result is incorrect. The analyzed three productivity factors allow us to justify the optimal GIS complex and find the relationship of accumulated production (GDM) with various GIS parameters.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Кора выветривания, продуктивность, дилатансионное разуплотнение, эффузивы.

KEYWORDS

The crust of weathering, productivity, dilatancy decompression, effusions.

Введение

Проблемам наличия нефти и газа в палеозойском фундаменте Западной Сибири посвящено огромное количество работ, но общих критериев, с точки зрения поисково-разведочных работ, пока не разработано. Обычно залежи, приуроченные к дезинтегрированным зонам поверхности фундамента, в практике называемые отложениями коры выветривания, характеризуются низкими фильтрационными свойствами и практической непредсказуемостью границ залежей.

Основные продуктивные объекты Шаимского нефтегазоносного района (НГР) представлены терригенными толщами пород юрского возраста. Наряду с ними, промышленные притоки установлены и в верхней части фундамента – коре выветривания. Эти породы длительное время были подвержены процессам поверхностного выветривания и интенсивного вторичного преобразования и, вероятно, разуплотнению (дилатансии).

Термин «дилатансия» обозначает необратимое увеличение объема пород при деформации, с дальнейшим образованиям сети трещин и пор. Системы такой трещиноватости улучшают коллекторские свойства пород и облегчают движения флюидов [1].

Картирование зон дилатансии может быть эффективным для прогноза добывных возможностей трещинных коллекторов. Очевидно, различные породы по-разному реагируют на тектонические напряжения и, соответственно, возникает различный

дилатансионный эффект. Породы, обладающие высокой первичной пористостью, в сочетании с тектонической трещиноватостью, являются наиболее эффективными коллекторами для локализации залежей углеводородов.

Первый фактор

В данной работе анализировались отложения пластов $П_1$, $П_2$ и коры выветривания Северо-Даниловского месторождения, попавшего в зоны дилатансии. В качестве критериев выделения зон дилатансионного разуплотнения были приняты:

1) зоны пониженной плотности (соответствуют зонам отрицательных локальных аномалий поля силы тяжести);
2) положительные аномалии низкочастотного сейсмического атрибута;
3) локальные положительные структуры 2-3 порядков по ОГ «А»;
4) зоны крупных разломов.

Зоны дилатансионного разуплотнения на Северо-Даниловском месторождении показаны на рисунке 1.

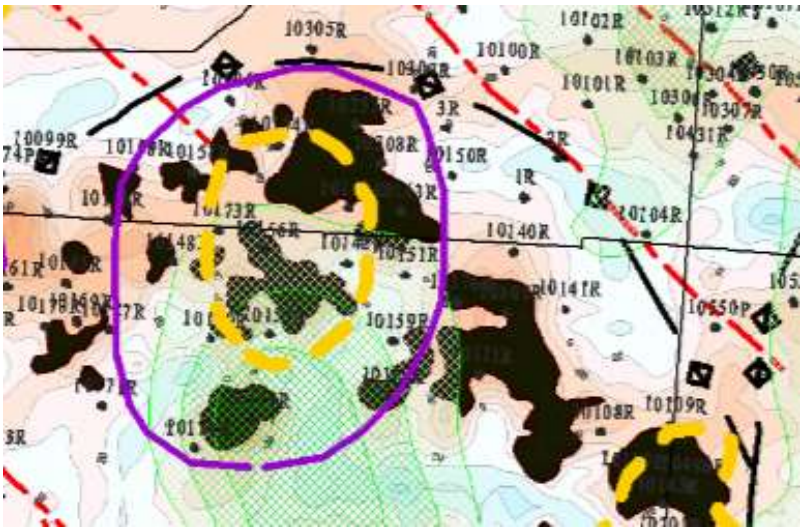


Рисунок 1. Зоны дилатансионного разуплотнения на Северо-Даниловском месторождении

По своим литологическим характеристикам породы пластов $П_1$ и $П_2$ мало отличаются друг от друга. По минералогическому составу они относятся к полимиктовым, по классам проницаемости основная доля пород приходится на III-V классы (77,3÷84 %). Породы с хорошими фильтрационными свойствами (II и I классы) занимают незначительную долю и составляют 5÷18 %. Средневзвешенное по эффективной толщине значение коэффициента проницаемости ($К_{пр}$) составило $125{,}5 \cdot 10^{-3} \div 172 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 [2].

Нефтесодержащие породы коры выветривания (КВ) имеют мозаичный характер распространения и ограничены по площади развития. Всего на месторождении выявлено 12 участков с породами-коллекторами, содержащими углеводороды, обособленными друг от друга.

По анализу кернового материала, по геофизическим данным породы-коллекторы коры выветривания представлены как псевдогранулярные и характеризуются преобладанием пористости 14-20 % (матрица горных пород). Доля пород с повышенной пористостью (более 20 %) – 8,7 % от всех изученных пород, а с пониженной (менее 14 %) – 44,7 %. Средневзвешенное значение коэффициента пористости ($К_п$) по эффективной толщине в целом по КВ составило 19,2 %, по нефтенасыщенной части – 18,8 %. Средневзвешенное значение $К_{пр}$ по эффективной толщине в целом по КВ – $3{,}9 \cdot 10^{-3}$ мкм^2,

по нефтенасыщенной части – $3{,}03 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средневзвешенное значение коэффициента водонасыщенности ($К_{во}$) по эффективной толщине – 52,5 % [2].

Полученные цифры не противоречат значениям матрицы коллекторов для кислых эффузивов Рогожниковского месторождения: $К_п$ – 18,3 %, $К_{пр}$ – $2{,}81 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Учитывая принятые значения пористости и проницаемости при делении добычи по пластам $П_1$ и $П_2$, а также коры выветривания, следуют ожидать, что большие дебиты жидкости будут получены из пластов $П_1$ и $П_2$, а также будет присутствовать связь дебитов с произведением мощности прослоев. На самом деле это не так. Отсутствие связи дебитов скважин с модулем k·h может являться прямым признаком наличия трещиноватости отложений коры выветривания в скважинах зоны дилатансионного разуплотнения (рисунок 2). Это первый фактор продуктивности данных отложений.

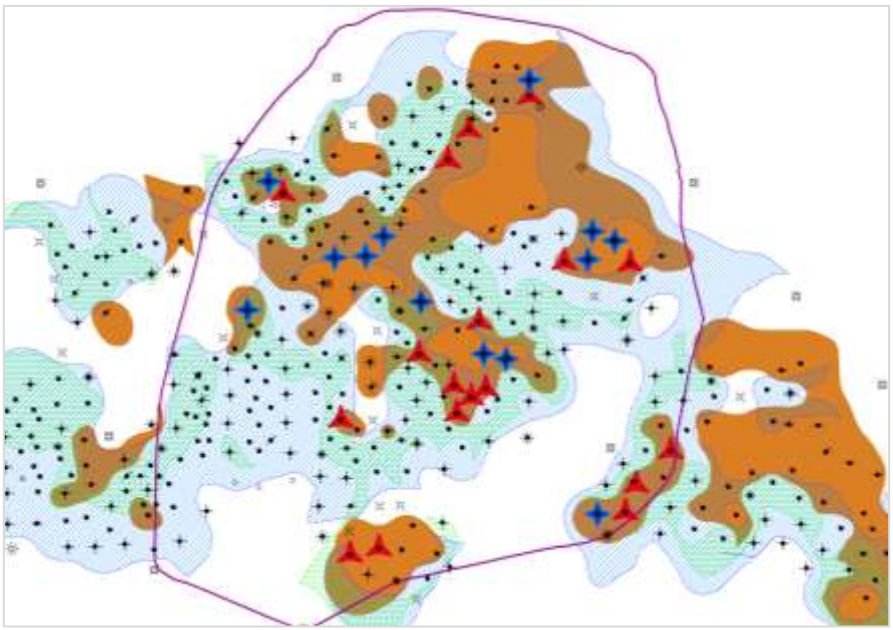


Рисунок. 2. Скважины с различной накопленной добычей в зоне дилатансионного разуплотнения

Второй фактор

На аналогичном Рогожниковском месторождении для пластов с пористостью менее 13 % получен приток из трещиноватых интервалов.

На Северо-Даниловском месторождении получено подтверждение наличия притока в трещиноватом коллекторе по выделению характерных режимов притока (рисунок 3). При этом наблюдается типичный для большинства замеров характер производной на полулогарифмическом графике, который можно считать признаком наличия трещины. При больших объемах отборов кривые соответствуют каноническому виду движения жидкости в трещине. Выделяются линейный, безлинейный и радиальный режимы притока.

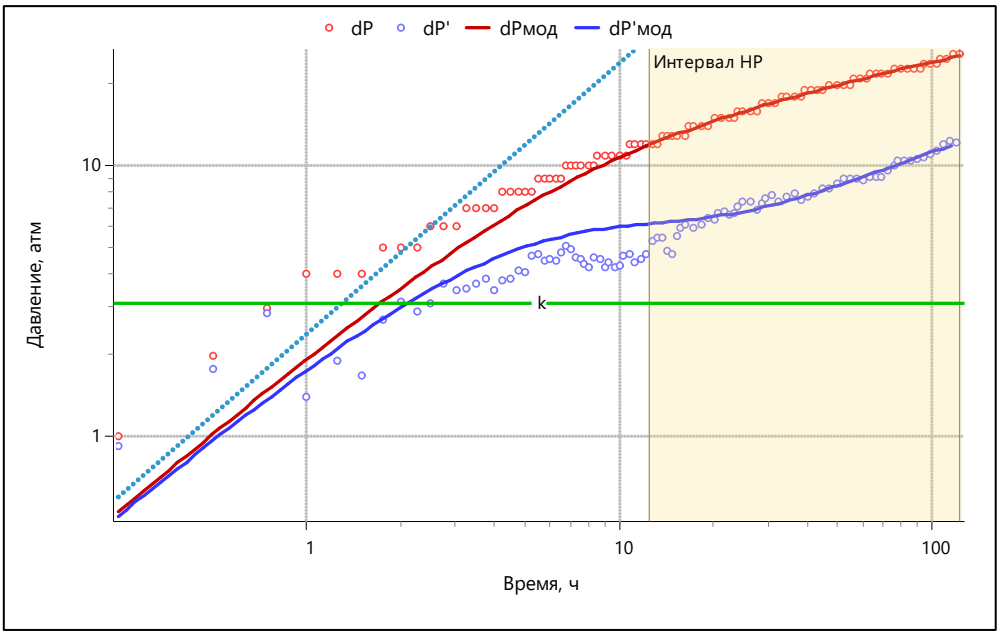


Рисунок 3. Результаты проведения ГДИ по скважине 6582 Северо-Даниловского месторождения

По результатам проведенных исследований можно сделать вывод, что матричная проницаемость в данной области небольшая и не способна обеспечить значимый приток углеводородов из пласта. Приток может быть обеспечен за счет проводимости трещин.

Отсутствие связи дебитов скважин с проводимостью может являться прямым признаком наличия трещиноватости отложений коры выветривания в скважинах зоны дилатансионного разуплотнения. Интервалы трещиноватости в отложениях коры выветривания могут являться фактором, контролирующим продуктивность скважин.

Количественная оценка выделенных трещин заключается в определении фильтрационных параметров, одним из которых является проницаемость трещины. Коэффициент проницаемости может определяться по трем методикам:

1) по микроэлектрическому имиджеру FMI;
2) по методике Кнеллера;
3) по методике Заляева.

Для первых двух способов не хватает данных по изучаемому объекту, поэтому в качестве оценочного был использован третий способ. По этой методике рассчитывается переходный коэффициент, который напрямую связан с проницаемостью трещины. Полученная зависимость данного коэффициента с накопленной добычей по времени имеет высокую сходимость (рисунок 4).

Третий фактор

Кроме выявленных зон разуплотнения и наличия трещиноватости, необходим анализ характеристик пласта по данным геофизических исследований скважин (ГИС), контролирующим литологию и фильтрационно-емкостные свойства пластов. Первым этапом является литологическая идентификация терригенных отложений и преобразованных отложений коры выветривания.

В подсчете запасов был использован алгоритм линейных дискриминантных функций, в котором правило отнесения распознаваемого объекта к тому или иному классу строится на основе линейных разделяющих функций. Коэффициенты линейных функций находятся в результате максимизации отношения межгрупповой выборочной вариации к внутригрупповой выборочной вариации. Когда распределения различаемых совокупностей нормальны и их ковариационные матрицы одинаковы, полученное

указанным выше способом классификационное правило является оптимальным по Байесу.

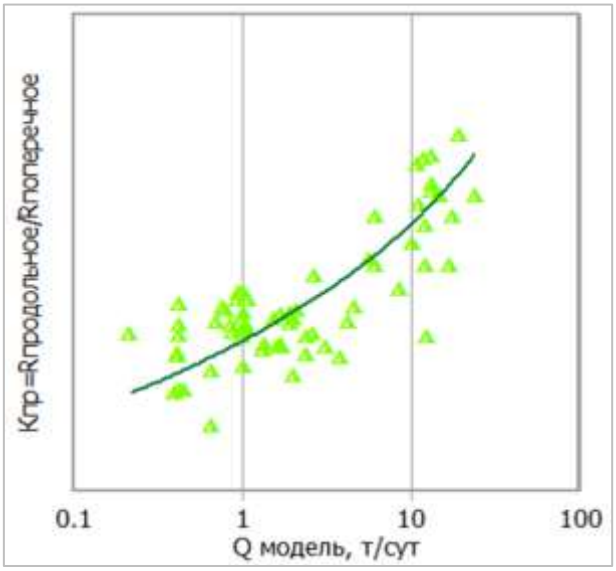


Рисунок 4. Зависимость расчетного коэффициента $К_{пр}$ с накопленной добычей по времени

В качестве исходной априорной информации были использованы описания керна, данные результатов испытаний разведочных и эксплуатационных скважин, гидродинамические исследования. В результате анализа представленной информации был сформирован массив обучающей выборки по 237 пластопересечениям в 29 скважинах, в том числе:

- 36 – коллектор терригенный нефтенасыщенный (класс 1);
- 17 – коллектор терригенный водонасыщенный (класс 2);
- 88 – коллектор коры выветривания нефтенасыщенный (класс 3);
- 39 – коллектор коры выветривания водонасыщенный (класс 4);
- 57 – неколлектор коры выветривания (класс 5).

Для описания вышеперечисленных типов коллекторов использовалась следующая система косвенных признаков: относительный параметр собственной поляризации ($\alpha_{пс}$), кажущееся сопротивление индукционного каротажа ($\rho_к^{ИК}$), кажущееся сопротивление бокового каротажа ($\rho_к^{БК}$), относительный параметр нейтронного каротажа (J_n), относительный параметр гамма каротажа (J_γ).

По алгоритму линейных дискриминантных функций для распознавания коллекторов коры выветривания Северо-Даниловского месторождения предложены следующие уравнения оценки литологического фактора.

Терригенный коллектор (эффективность – 56,9 %, отказов – 3,8 %):

$F_1 = 11{,}15 \cdot \alpha_{пс} + 0{,}006 \cdot \rho_к^{ИК} \cdot 0{,}004 \cdot \rho_к^{БК} \cdot 0{,}0003 \cdot \gamma_n + 0{,}524 - 6{,}0;$

Породы коры выветривания (эффективность – 97,2 %, отказов – 2,7 %):

$F_2 = 10{,}03 \cdot \alpha_{пс} + 0{,}016 \cdot \rho_к^{ИК} \cdot 0{,}0008 \cdot \rho_к^{БК} \cdot 0{,}0006 \cdot \gamma_n + 0{,}594 - 8{,}6.$

Однако, критерия Фишера для распознавания литологии приведено не было. Поэтому для литологической идентификации использовано прямое сопоставление указанных параметров F_1 и F_2 (рисунок 5) [2].

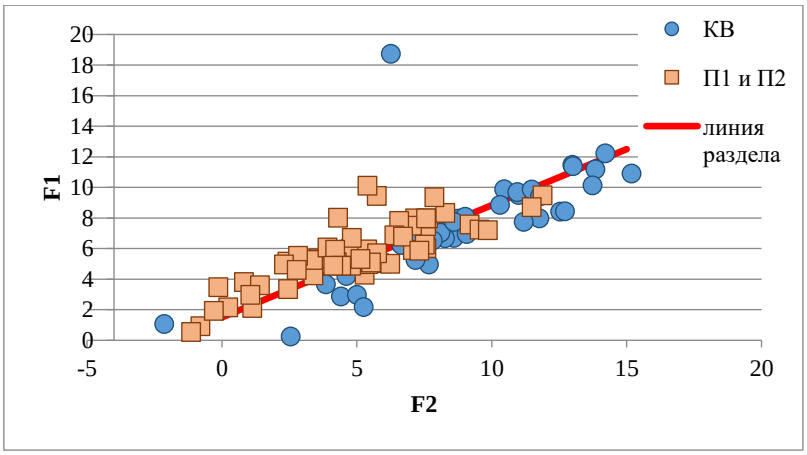
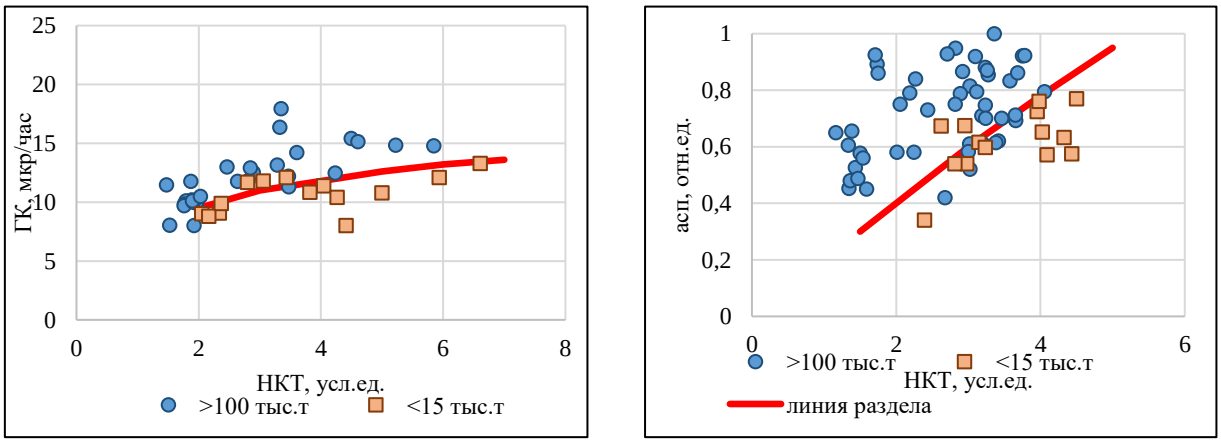


Рисунок 5. Литологическая идентификация разреза с использованием линейных дискриминантных функций

После литологической идентификации было проведено сопоставление накопленной добычи с различными параметрами (показаниями методов) ГИС.

Разделение по высокопродуктивным и низкопродуктивным скважинам получено для терригенных отложений по сопоставлению относительного параметра $\alpha_{пс}$ с показаниями нейтронного каротажа (НКТ), для отложений коры выветривания – по сопоставлению естественной радиоактивности (показаний гамма-каротажа – ГК) и интенсивности показаний нейтронного каротажа. Безусловно, используемые интенсивности радиоактивного каротажа (РК) должны быть нормированы для учета скважинных условий измерений.



а) б)

Рисунок 6. Разделение высокопродуктивных и низкопродуктивных скважин по сопоставлениям методов ГИС: а) для отложений коры выветривания, б) для терригенных пластов группы П

Исходя из сопоставлений (рисунок 6), следует ожидать, что продуктивность скважин контролируется структурными характеристиками и составом горных пород. В терригенном разрезе – это емкостные свойства коллекторов, полученные по нейтронному каротажу, и диффузионно-адсорбционная активность, связанная с присутствием глинистой и алевритовой компонент ($\alpha_{пс}$). В отложениях коры выветривания – это преобразованные кислые эффузивы, характеризующиеся повышенными значениями гамма-каротажа (ГК) при наличии емкостных свойств матрицы (НКТ).

Следовательно, третьим фактором, контролирующим продуктивность скважин, могут являться литологические особенности пород.

Заключительный этап

Для более детального анализа продуктивности по разрезу была использована 3D гидродинамическая модель, настроенная на историю разработки, из которой выгружалась исторически накопленная добыча по каждой скважине выбранного участка с распределением по пластам. Сопоставление добычи с показаниями методов ГИС подтвердило сделанные предположения и позволило разделить дебит по пластам группы П и КВ при их совместной эксплуатации.

В итоге получено, что:

1) использование матричной проницаемости для прогноза продуктивности отложений коры выветривания не является достоверным;

2) при построении гидродинамических моделей для коллекторов палеозойского фундамента и кор выветривания необходимо учитывать трещиноватость горных пород;

3) для прогнозирования технологических показателей таких объектов, как кора выветривания, необходимо выполнять комплексный анализ геолого-геофизического материала, промысловой информации и их интерпретацию на основе данных бурения и сейсморазведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Сейсмогеологический прогноз зон дилатансионного разуплотнения образований горизонта зоны контакта с целью увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений ШНГР: отчет / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; отв. исполн.: Криночкин В.Г., Кутовая И.В. – Тюмень, 2009. – 188 с.

2.Подсчет запасов нефти и газа месторождения Шаимского НГР: отчет / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; отв. исполн. Калашникова О.В. – Тюмень, 2005. – 30 с.

Актуализация структурно-тектонической модели в контексте анализа обводнения скважин и трассерных исследований

(Validating of structural-tectonic model according to water cut analysis and tracer test results)

Зарипов Ильгиз Ирикович[1], Станимирович Дияна Первославовна[2]
[1,2]Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина
Научный руководитель: к.г.-м.н., Дорофеев Н.В.

АННОТАЦИЯ

Достоверная информация по характеристикам коллекторов является необходимым условием повышения эффективности извлечения углеводородов из любой залежи. В настоящее время данных, полученных при помощи традиционных методов геофизического каротажа и гидродинамического анализа, часто бывает недостаточно для более полного понимания геологического строения залежи и архитектуры коллектора.

Применение и сравнение различных методов анализа является условием получения большого количества достоверной информации о геологических и фильтрационных характеристиках пласта. Трассерные исследования представляют собой современную методику выявления каналов связи в подземных пористых формациях. Они позволяют получить важную информацию о движении флюида и свойствах пластах при проверке и актуализации геологических моделей.

Целью работы является актуализация структурно-тектонической модели месторождения им. В. Филановского с учетом трассерных исследований. Работа включает: анализ динамики технологических параметров разработки промыслового объекта; анализ результатов трассерных исследований; анализ концентрации и скорости фильтраций трассеров. В ходе анализа трассерных исследований определен возможный характер распространения тектонических нарушений, не выявленных сейсморазведочными работами. Результаты исследования можно применить для построения актуальной геологической модели месторождения им. В. Филановского.

ABSTRACT

The proper reservoir characterization represents the key issue for maximizing recovery efficiency from any reservoir. Nowadays, data from conventional geophysical and hydrodynamic analysis methods are often not enough for providing the necessary information for complete understanding of geological structure and reservoir architecture.

In order to collect as many valid information as possible on geological and filtration characteristics of reservoir, engineers and experts need to apply and compare different kinds of analysis methods. Tracer tests imply an important and decisive modern technique to determine communication channels in underground porous formations. The technique can offer essential information on fluid motion, formation properties and solid elements while validating geological models.

The aim of the work is to update the structural-tectonic model of the V. Filanovsky field taking into account tracer studies. The work included: -analysis of the dynamics of technological parameters of the development of an oil patch; -analysis of the results of tracer studies; -analysis of the quantity and filtration speed of applied tracers. During the analysis of tracer studies, the possible distribution pattern of tectonic disturbances not detected by seismic surveys was determined. The results of the study can be used to build the current geological model of the V. Filanovsky field.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Заводнение, сейсморазведочные работы, трассер, концентрация, сдвиг, сброс, разуплотненная зона, непроницаемый разлом, обводнение, дебит.

KEWWORDS

Water flooding, seismic surveys, tracer, concentration, strike-slip fault, downthrow fault, uncompacted zone, impermeable faults, water cut, rate of production.

Месторождение им. В. Филановского, открытое в 2005 году, является крупнейшим нефтяным месторождением в российском секторе дна Каспийского моря. Месторождение расположено в северной части акватории Каспийского моря, в 190 км от города Астрахань, на глубине моря 7-11 м. Расстояние от г. Махачкалы – около 250 км. Оборудование эксплуатируется в условиях умеренного холодного морского климата. Климат этого района отличается контрастом между холодной, ветреной погодой с морозами зимой и жарким, сухим летом.

Ближайшими месторождениями на море являются месторождения – им. В.И. Грайфера (8,5 км к северу), им. Ю. Корчагина (в 36,5 км к востоку), Хвалынское, им. Ю. Кувыкина (рисунок 1).

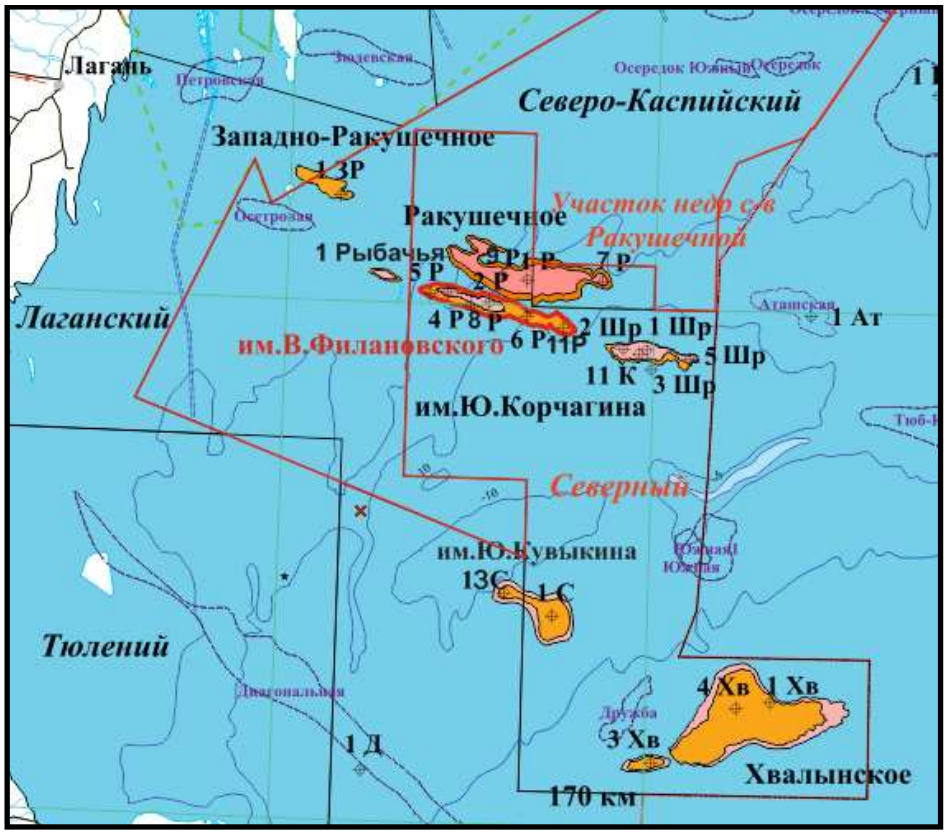


Рисунок 1. Обзорная карта района работ

На месторождении выявлены 11 залежей углеводородов в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях. Все залежи пластового типа, узкие и протяженные с запада на восток. По величине извлекаемых запасов нефти, месторождение им. В. Филановского относится к категории крупных месторождений. Рекордные начальные дебиты достигаются благодаря высокой проницаемости коллекторов. Нефть месторождения отличается высоким качеством и относится к категории легкой малосернистой нефти. Все разломы, выявленные по сейсморазведочным работам, относятся к сдвиго-сбросовым.

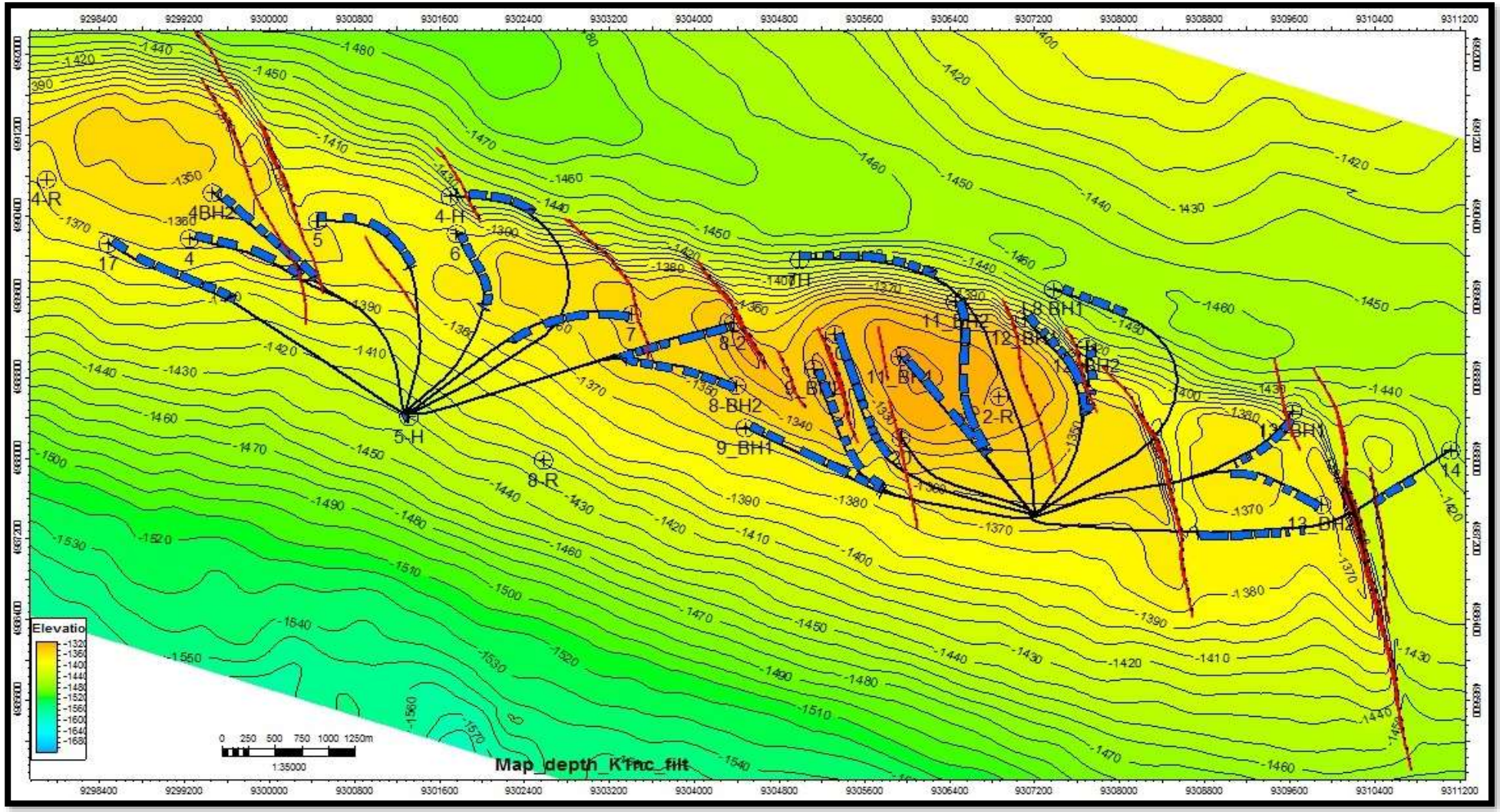


Рисунок 2. Структурная карта со схемой расположения скважин месторождения им. В. Филановского на момент проведения трассерных исследований

Основные промышленные запасы углеводородов расположены на Западной залежи неокомского надъяруса, на которой пробурен основной фонд скважин (рисунок 2). Началом разработки является бурение первого куста эксплуатационных скважин с МЛСП-1: №№ 7, 6, 8, 5, 4, 4-Н, 5-Н, 17, начато в 2016 и закончено в 2017 году. Затем, скважиной № 7-Н начато разбуривание второго куста скважин с МЛСП-2: №№ 7-Н, 10, , 8-Н, 11, 12, 13 и 13БС, 14, которое закончено в 2019 году.

На месторождении пробурено шесть поисково-оценочных скважин: №№ 2, 4, 5, 6, 8 и 11 Ракушечные. На 01.01.2020 год по Западной залежи неокомского надъяруса эксплуатационный фонд составляет 16 скважин, нагнетательный три скважины. Скважины пробурены с двух морских ледостойких стационарных платформ МЛСП-1 и МЛСП-2.

Вначале закачка воды проводилась в двух нагнетательных скважин (№№ 5-Н и 8-Н), а с июня 2019 года под закачку переведена и скважина № 7-Н. На начальных этапах эксплуатации в ряде скважин отмечается увеличение обводненности продукции и газового фактора и значительное падение пластового давления. Наибольшее увеличение обводненности зафиксировано в скважинах №№ 4, 4-Н, 5, 7-Н, 12.

На основе данных по динамике добычи нефти, газа, и жидкости проведен анализ обводненности по скважинам №№ 4-Н, 4, 5 и 8 (рисунки 3, 4, 5). По графикам динамики технологических параметров установлена зависимость влияния процессов начала и остановки закачки воды из нагнетательных скважин на величину изменения обводненности добывающих скважин.

Так, например, по нагнетательной скважине № 8-Н в момент начала закачки (08.2018 г.) и ее остановки (08.2019 г.) на добывающей скважине № 4 зафиксированы рост и снижение обводненности продукции соответственно (рисунок 3). С момента начала работы нагнетательной скважины № 8-Н обводненность увеличивалась, достигнув максимальной величины за рассматриваемый период, с 19,96 до 45,91 %.

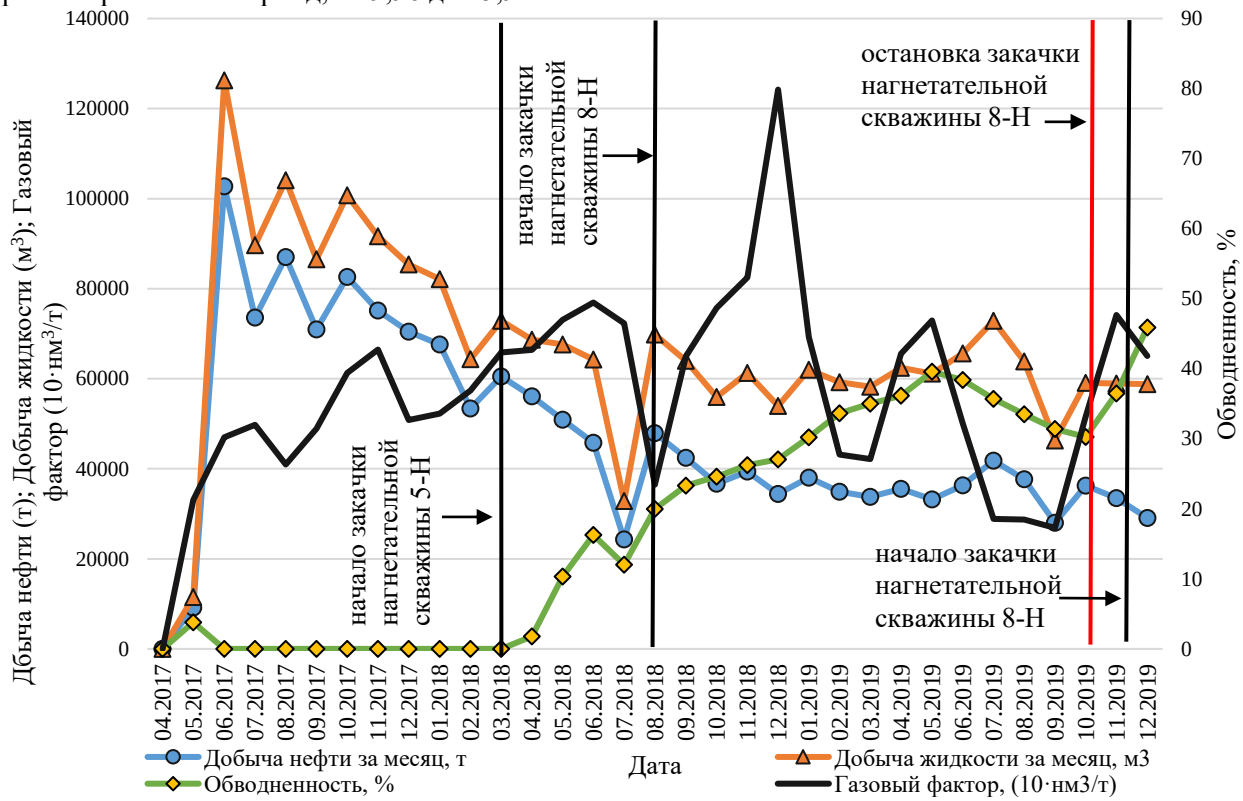


Рисунок 3. Динамика технологических параметров по добывающей скважине № 4 месторождения им. В. Филановского

По динамике технологических параметров добывающих скважин первого куста №№ 4-Н и 5 отчетливо заметно, что на обводненность повлияла закачка нагнетательной скважины № 8-Н из второго куста, в то время как влияние от нагнетательной скважины № 5-Н не зафиксировано.

После начала закачки по нагнетательной скважине № 8-Н зафиксирован постепенный рост доли воды в продукции добывающей скважины № 4-Н, так за десять месяцев (08.2018-06.2019 г.г.) обводненность увеличилась до максимальной за рассматриваемый период величины с 1,22 до 67,75 % (рисунок 4).

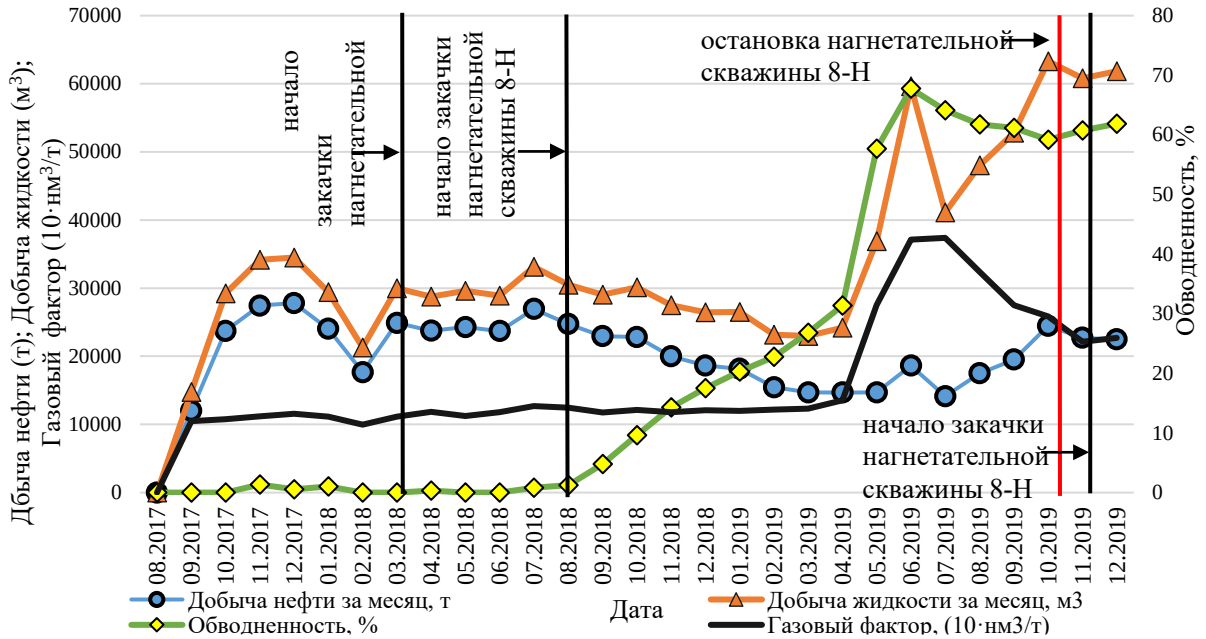


Рисунок 4. Динамика технологических параметров по добывающей скважине № 4-Н месторождения им. В. Филановского

Также работа нагнетательной скважины № 8-Н привела к резкому росту обводненности добывающей скважины № 5, так за 16 месяцев доля воды в продукции увеличилась до максимальной величины с 0 до 49 % (рисунок 5)

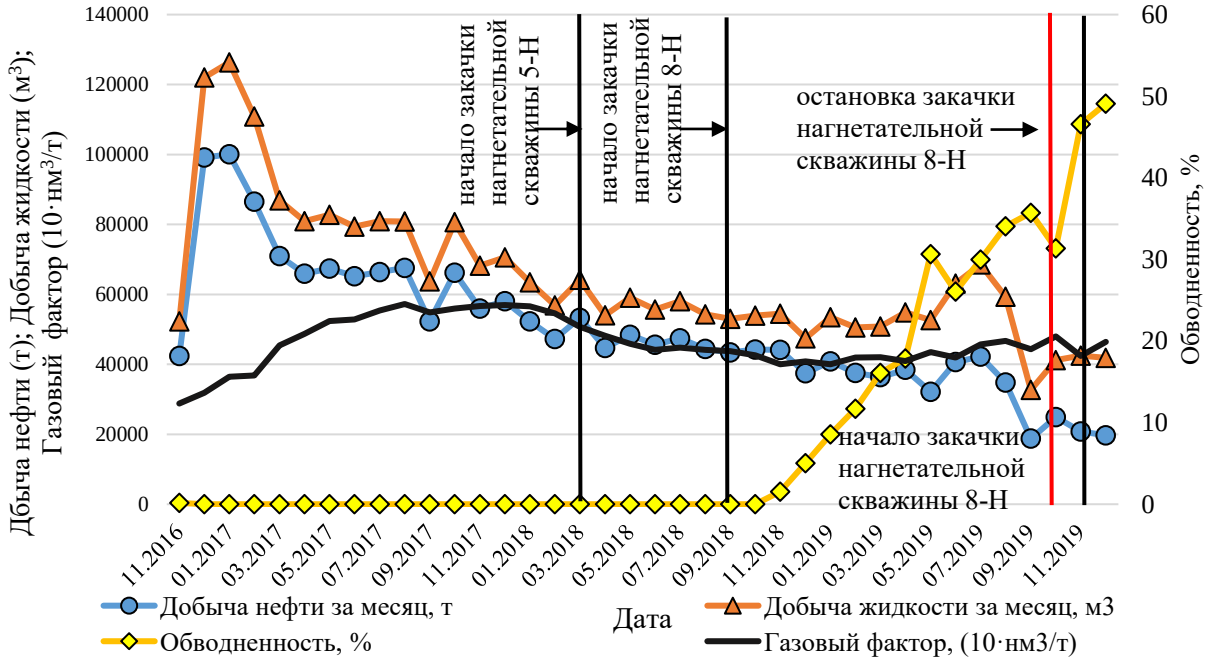


Рисунок 5. Динамика технологических параметров по добывающей скважине № 5 месторождения им. В. Филановского

Согласно динамике технологических параметров добывающих скважин установлено, что ряд скважин не реагирует на закачку воды от нагнетательных скважин (таблица 1).

Таблица 1. Информация по действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин на месторождении им. В. Филановского на начальный период трассерных исследований (ноябрь 2019 г.)

Номер п/п	Номер скважины	Фактические показатели добычи по скважинам			Обводненность, % об	Дни работы скв., дней	Примечание
		Газовый фактор $м^3/м^3$	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости $м^3$/сут			
1	7	105,76	2237,50	2764,20	1,00	30	МЛСКФ-1 В работе одна нагнетательная скв.5-Н
2	6	117,3	1920,90	2618,70	13,00	30	
3	5	160,5	1044,20	1952,90	34,80	30	
4	8	125,8	1295,20	1675,70	5,60	30	
5	4	148,0	1257,30	2126,00	27,90	30	
6	4-Н	217,5	825,40	2210,10	64,20	30	
7	17	147,7	1058,10	1292,30	0,20	30	
8	9	116,1	0,00	0,00	0,00	30	МЛСКФ-2 В работе две нагнетательные скв.7-Н, 8-Н
9	10	155,7	978,55	1195,95	0,00	30	
10	11	99,7	679,35	830,48	0,00	30	
11	12	130,4	633,12	1128,84	28,16	30	
12	13	289,5	1512,58	1848,04	0,00	30	
13	14	165,7	1692,84	2068,59	0,00	30	
14	20	100,1	1117,67	1366,04	0,00	30	
15	3	132,0	1895,46	2330,00	0,00	30	
16	1-Н	105,76			1,00	12	

Такая неопределенность процесса обводнения указывает на недостаточное понимание адекватности геологической модели (структурно-тектонической модели), а именно на ее несоответствие промысловым данным по разработке. Эти факты свидетельствуют о неоднородности продуктивного резервуара, существовании высокопроницаемых каналов и, в то же время, о наличии полупроницаемых барьеров.

С целью выявления наличия гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождении проведены трассерные исследования. Проведение трассерных исследований позволяет многократно увеличить информацию промысловых данных о разработке исследуемых объектов, и тем самым значительно повысить эффективность принимаемых решений по воздействию на пласт.

Проведение трассерных исследований заключается в последовательной реализации следующих этапов:

- выбор участка исследований, контрольных скважин, определение целей, решаемых задач и технологических параметров;
- проведение фонового отбора проб и их лабораторного анализа до начала работ по трассерным исследованиям;
- закачка трассирующего агента в нагнетательные скважины;
- отбор проб и лабораторный анализ;
- интерпретация результатов, выдача рекомендаций, итоговый отчет.

Закачка трассера проведена по всем трем нагнетательным скважинам №№ 5-Н, 7-Н, 8-Н: вначале трассер закачали в скважину № 8-Н (25.01.19 г.), после чего дополнительная закачка проведена по нагнетательным скважинам №№ 7-Н и 5-Н (24.11.2019 г. и 25.11.2019 г.). Перед началом закачки трассеров, с целю предотвращения возможных ошибок, а также для построения калибровочных графиков на каждый вид индикатора, были отобраны фоновые пробы. В фоновых пробах, возможное присутствие трассеров из ранее проведенных исследований не обнаружено [1,2].

В качестве трассирующего вещества на скважине № 8-Н использовался трассер нового поколения на основе газонасыщенных частиц (высокочувствительные флуоресцентные индикаторы) [2]. При закачке трассеров в скважинах №№ 5-Н и 7-Н использовались химические трассеры на основе спиртов (ВПИ-6 и ВПИ-2), с достоверной возможностью выявления каждого индикатора на фоне другого методами аналитической химии [1].

Перед закачкой трассеров в нагнетательные скважины, закачка воды останавливалась. Немедленно по завершению процесса закачки индикаторов, осуществлялась закачка воды (8-10 $м^3$) с целью продавки стартового раствора. В течение первых часов производился отбор проб по всему фонду добывающих скважин и по каждой нагнетательной скважине непосредственно в линии подачи воды. Дальше, ради определения наиболее «скоростных» путей фильтрации между

нагнетательными и добывающими скважинами, осуществялся ежедневный отбор проб в течение 89 дней. На основе полученных результатов трассерных исследований, проведен комплексный анализ.

ОПИСАНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

В ходе анализа отобранных проб выявлено, что приходы трассера зафиксированы от нагнетательной скважины:

- № 8-Н на 4 отобранных добывающих скважинах: №№ 4, 4-Н, 7-Н, 12;
- № 5-Н на 5 отобранных добывающих скважинах: №№ 4, 5, 6, 7, 8;
- № 7-Н на 4 отобранных добывающих скважинах: №№ 5, 6, 7, 8.

По динамике изменения концентрации трассера (рисунок 6) можно «увидеть» всю неоднородность пласта между нагнетательной и добывающей скважиной.

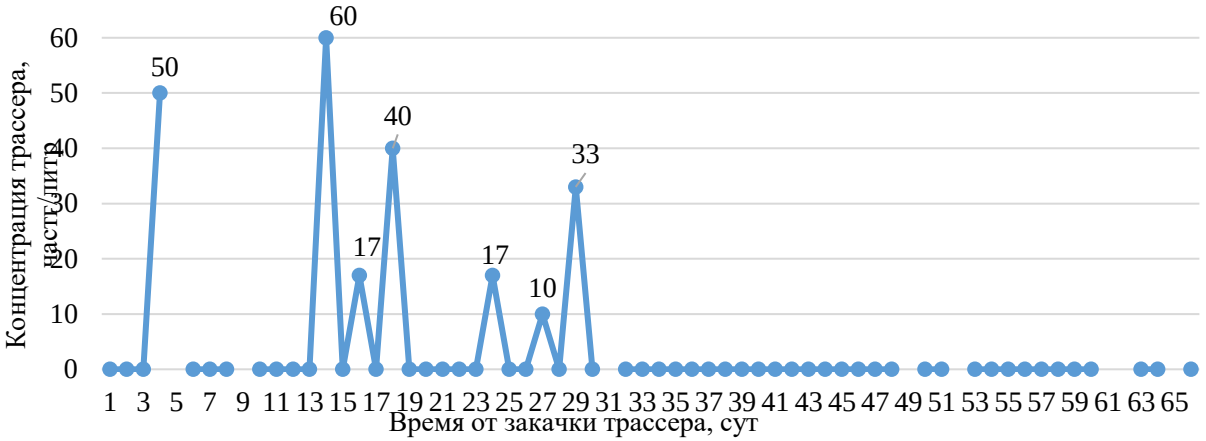


Рисунок 6. Динамика изменения концентрации трассера во времени по добывающей скважине № 4-Н, отреагировавшей на закачку от нагнетательной скважины № 8-Н

По количеству максимальных пиков изменения концентрации трассера во времени по каждой добывающей скважине устанавливается число фильтрационных каналов, так по добывающей скважине № 4-Н (рисунок 6) зафиксировано семь фильтрационных каналов [3].

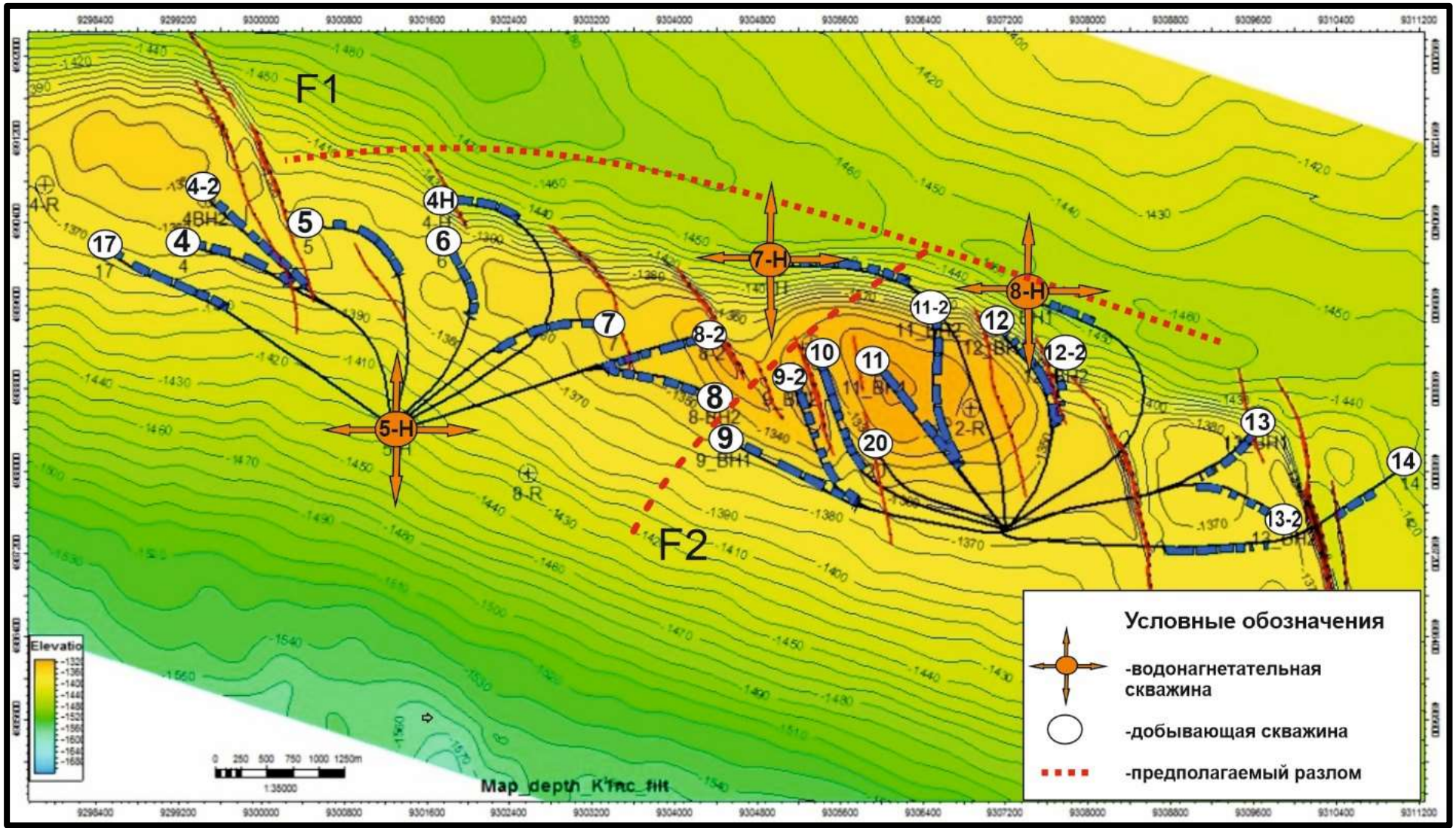


Рисунок 7. Структурная карта месторождения им. В. Филановского с разломами, выявленными после проведения трассерных исследований

Таблица 2. Результаты интерпретации трассерных исследований в виде геолого-физических свойств коллекторов в зоне влияния нагнетательной скважины № 8-Н месторождения им. В. Филановского

Номер п/п	Добыв. скв.	Период отбора проб	Кол-во систем фильтрац. каналов	Средние скорости прихода индикатора по прослоям в пределах		Масса вынесенного индикатора		Суммарный эффективный объём трубок тока	Фактическая проницаемость трубок тока	
				max	min				max	min
		сут	шт	м/сут	м/сут	мг	%	м³	мкм²	мкм²
1	4	50,5	6	2101,2	229,7	1,06	32,9	0,0082	8576,60	937,63
2	4-Н	50,5	7	3358,8	400,0	0,17	5,3	0,0012	9200,54	1095,79
3	7-Н	49,5	4	112,5	49,0	0,95	29,5	0,021	98,69	42,94
4	12	47,5	7	71,3	29,4	1,04	32,3	0,025	38,78	16,02
					Итого	3,22	100	0,06		

Анализ изменения концентрации трассера во времени позволил установить, что максимальная концентрация трассера в скважине № 4-Н (среагировала от № 8-Н) и № 6 (среагировала от № 5-Н) обусловлена высокими скоростями фильтрации, высокой проницаемостью и низкими объемами трубок тока каналов фильтрации (таблица 2). По добывающей скважине № 7 (среагировала от № 7-Н) быстрый приход высоко концентрированного трассера обусловлен близким расположением к нагнетательной скважине № 7-Н.

В ходе комплексного анализа трассерных исследований по нагнетательной скважине № 8-Н выявлено, что из всех четырех отреагировавших скважин хорошей гидродинамической связью с нагнетательной скважиной № 8-Н обладают скважина №№ 4 и 4-Н, наиболее активная связь характерна для скважины № 4-Н. По нагнетательной скважине № 5-Н из пяти гидродинамически связанных скважин, наиболее активная гидродинамическая связь отмечается для скважины № 8. Из четырех скважин, отреагировавших на закачку трассера от нагнетательной скважины № 7-Н уверенная гидродинамическая взаимосвязь характерна для трех добывающих скважин №№ 6, 7, 8.

Хорошая гидродинамическая связь нагнетательных скважин с добывающими вероятнее всего обусловлена разуплотненными (трещиноватыми) зонами.

На основе интерпретации и анализа скорости прихода трассера установлена хорошая сообщаемость между скважинами, расположенными на значительном расстоянии друг от друга (до 8 км).

С учётом проведенного анализа по трассерным исследованиям определен возможный характер распространения тектонических нарушений, не выявленных сейсморазведочными работами.

В базе проведенных исследований была создана новая структурно-тектоническая модель месторождения (рисунок 7)

Очевидным фактором является наличие разуплотненной зоны вдоль северного борта месторождения. Также можно предположить наличие непроницаемого разлома межу МЛСК-1(морским ледостойким стационарным комплексом) и МЛСК-2.

В дальнейшем предстоит построить обновленную структурно-тектоническую модель месторождения им. В. Филановского с последующей адаптацией гидродинамической модели.

В своей статье Н.П.Ефимова, А.К.Понамарев [3] говорят о том, что в большинстве отечественных работ приводятся качественные подходы к описанию пластов с помощью трассерных исследований: в основном результаты таких работ включают сведения о геологическом строении, параметров пластов и их влиянии на процесс заводнения. Только незначительная часть работ содержит количественную оценку результатов трассерных исследований, связанных к примеру, с применением компьютерных симуляторов для согласования трассерных данных и геологической модели пласта.

Р.М. Кац в своей работе [4] ставит под сомнение возможность получения за короткое время проведения трассерных исследований (от нескольких месяцев до года) получения количественных результатов. По этой причине Р.М.Кац считает, что для построения гидродинамической модели объекта следует сочетать методы трассерных исследований с другими методами исследования свойств пласта: гидродинамические, сейсмические исследования, воспроизведение истории разработки и т.д. Такие примеры существуют в зарубежной литературе.

Г.Т. Булгакова Т.Ф. Киреев в работе [5] предложили метод интерпретации трассерных исследований, основанный на представлении высокопроницаемых каналов фильтрации в виде дискретных трещин, соединяющих забои добывающих и нагнетательных скважин. В результате проверки модели построении устойчивый алгоритм решения обратной задачи. На примере с двумя трещинами показано, что решение квазиобратной задачи существует и непрерывно зависит от входных данных. Авторами установлено, что при отсутсвии перетоков между трещинами и пластов, результаты интерпретации с помощью представленного метода близки к результатам классической интерпретации. Наличие перетоков увеличивает оцениваемый объем трещины в 200 и более раз. Установлено, что если добывающая и нагнетательная скважина соединены друг с другом сетью вертикальных трещин с проницаемыми стенками, то классический метод может дать заниженную и неадекватную оценку объема этих трещин. Авторы исследования предлагают распространить полученные выводы на все случаи высокопроницаемых каналов, представляющих горизонтальные пропластки с вертикальными перетоками. Специфика влияния перетоков на оцениваемый объем трещин остается прежний, несмотря на то, что в горизонтальных пропластках линии тока трассера между скважинами имеют не линейный, а радиальный характер.

В работе [6] представлен новый подход, основанный на комплексировании результатов геофизических исследований в скважинах и результатов межскважинных трассерных исследований. Установлено, что при наличии существенного переноса нагнетаемой воды по каналам НФС (низкого фильтрационного сопротивления) (которые в этом случае можно определить только по результатам индикаторных исследований и нельзя оценить по керну и ГИС), применение результатов индикаторных исследований позволяет проводить адаптацию используемой гидродинамической модели на предмет учета каналов НФС, что существенно повышает степень адекватности модели реальному объекту исследований.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Левченко В.С.* Отчет по результатам трассерных исследований месторождения им. В. Филановского, Закачка индикаторов в две водонагнетательные скважины №5-Н и 7-Н/[Текст]/ В. С. Левченко, Л.А. Анисимов, И. В. Воронцов-Волгоград, 2019-34 с.
2. *Левченко В.С.* Результаты трассерных исследований – закачка трассера-маркера в нагнетательную скважину №8-Н/[Текст]/А. В. Лифантьев, Л.А. Анисимов, И.В. Воронцов-Волгоград, 2019-56 с.
3. *Ефимова Н.П., Понамарев А.К., Штейнберг Ю.М., Солопов Д.В.*, Применимость результатов трассерных исследований для моделирования процессов разработки нефтяных месторождений, М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2016, 48-49 с.
4. *Кац Р.М.* Некоторые проблемы применения трассерного метода для гидродинамического моделирования, М: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2016, 26, 33 с.
5. *Киреев Т.Ф., Булгакова Г.Т.* Интерпретация трассерных исследований с помощью дискретной модели трещины// Вычислительная механика сплошных сред. – 2018. – Т. 11. № 3. – С. 252-262.
6. *Кузнецова К.И., Кузнецов М.И., Чернокожев Д.А.* Комплексирование результатов геофизических исследований в скважинах и межскважинных трассерных исследований при адаптации фильтрационных моделей нефтяных пластов-коллекторов // Евразийский союз ученых. -2015.-N.5-8(14).-С.19-22.

Декластеризация как процесс статистического учета влияния горизонтальных скважин на 3D геологическую модель

(Declustering as a process of statistical accounting of the effect of horizontal wells on a 3D geological model)

Зарипова Резеда Равилевна[1], Дубовиков Павел Андреевич[2]
[1,2]Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель к.г.-м.н. Дорофеев Н.В.

АННОТАЦИЯ

В процессе геологического моделирования специалисты нефтегазовых предприятий сталкиваются с проблемой учета свойств горизонтальных скважин. По объективным причинам данные горизонтальных скважин приводят к необоснованному завышению доли коллектора, а следовательно, и количества оцениваемых запасов по всей модели. Построена геологическая модель шельфового месторождения Д6-Кравцовское, на которой применен метод декластеризации Cell. Его суть заключается во взвешивании измерений с учётом их пространственного положения, с целью изменения влияния неравномерно расположенных точек данных на общее распределение. В работе рассмотрено влияние применения процесса декластеризации на общее количество оцененных запасов углеводородов.

ABSTRACT

In the process of geological modeling, specialists in oil and gas enterprises are faced with the problem of taking into account the properties of horizontal wells. For objective reasons, the data of horizontal wells lead to unreasonable overestimation of the share of the reservoir, and therefore the number of estimated reserves for the entire model. A geological model of the offshore field D6-Kravtsovskoe was created, on which the Cell declustering method was applied. Its essence is to weight measurements taking into account their spatial position, in order to change the effect of unevenly distributed data points on the overall distribution. The paper considers the impact of the application of the declusterization process on the total number of estimated hydrocarbon reserves.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Декластеризация, фациальное и петрофизическое моделирование, горизонтальная скважина, скважинные данные, шельф, 3D геологическое моделирование, вес данных, оценка запасов.

KEYWORDS

Declustering, facies and petrophysical modeling, horizontal well, well data, continental shelf, 3d modeling, data weight, reserve calculations.

ВВЕДЕНИЕ

Как известно, основная часть внутриконтинентальных месторождений углеводородов находится на завершающей стадии или на стадии падающей добычи, что ведёт к ежегодному уменьшению общего объёма добычи углеводородов, а также выработке месторождений. Всё это в совокупности с отсутствием открытий новых рентабельных залежей повышает интерес к освоению месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе Мирового океана. В настоящий момент на шельфе РФ основными добывающими регионами являются: российский сектор шельфа

Каспийского и Балтийского морей, шельф Сахалина, Баренцево море - месторождение Приразломное [1].

Если на суше при необходимости обустроить дополнительную кустовую площадку относительно просто, то на шельфе необходимо охватить максимально возможную площадь из одной точки на поверхности, что является уникальной особенностью разработки шельфовых месторождений. Поэтому разработка морских месторождений ведется только при помощи наклонно-направленного бурения и горизонтальных скважин, длина которых может варьироваться от 500 до 11 тыс. метров. В качестве наглядного примера в 2015 году на месторождении им. Ю. Корчагина, расположенного на шельфе Каспийского моря, компанией ПАО «НК «ЛУКОЙЛ» была пробурена скважина №108 с рекордной длиной горизонтальной секцией ствола, составляющей 8005 м, что соизмеримо с протяжённостью проспекта Ленина в городе Томск длиной 7500 м.

На месторождениях суши, где в связи со стремительным техническим и технологическим развитием, а также с большей экономической рентабельностью всё чаще применяются горизонтальные скважины. Несмотря на уменьшающуюся разность между вертикальными и горизонтальными скважинами на суше, эти показатели отличаются от шельфовых. Для сравнения, на месторождении им. В. Филановского шельфа Каспийского моря на основном разрабатываемом объекте Западной залежи неокомского надъяруса количество вертикальных скважин равняется 4, а горизонтальных – 17, из них 6 – двуствольные. Аналогичную ситуацию мы можем наблюдать на Кравцовском месторождении в акватории Балтийского моря [2].

АКТУАЛЬНОСТЬ

В связи с приоритетностью и дороговизной разработки месторождений на шельфе, ведется постоянная актуализация, мониторинг и сопровождение геолого-гидродинамических моделей. При осуществлении указанных мероприятий возникает проблема в учёте влияния горизонтальных скважин на ГГМ. На сегодняшний день нет единой методики учёта свойств горизонтальных скважин при фациальном и впоследствии при петрофизическом моделировании. Сложность состоит в том, что чаще всего распределение скважинных данных характеризуется неравномерностью в пределах области моделирования ввиду разной плотности разбуривания участка работ и размещения фонда скважин в зонах наибольших нефтенасыщенных толщин пласта. Далее такое распределение дает смещенную оценку статистических характеристик моделируемых параметров. По этой причине многие компании просто не учитывают горизонтальные скважины на данных этапах моделирования, тем самым пренебрегая значительным количеством скважинных данных [3].

Для решения проблемы учета влияния горизонтальных скважин на геологическую модель в современном геологическом моделировании появился такой функционал как декластеризация.

СОДЕРЖАНИЕ ФУНКЦИИ ДЕКЛАСТЕРИЗАЦИИ

Суть декластеризации состоит во взвешивании измерений с учетом их пространственного положения, с целью изменения влияния неравномерно расположенных точек данных на общее распределение.

Программное обеспечение Petrel даёт право выбора в методах расчёта весов: по размерности (2D, 3D) и по алгоритму (Cell, Kernel). Для расчёта веса необходимо задать размер блоков, в которых будет оцениваться количество точек данных. 2D – деление на блоки происходит по латерали и используется для вертикальных скважин, 3D – деление на блоки происходит по 3-м основным направлениям для горизонтальных скважин [4].

Функция Cell применяется для 2D декластеризации и 3D декластеризации, где горизонтальная скважина вскрывает один стратиграфический интервал. В свою очередь функция Kernel применима для 3D декластеризации с горизонтальными скважинами, вскрывающими разные стратиграфические интервалы.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДЕКЛАСТЕРИЗАЦИИ Cell

В качестве объекта работы было выбрано разрабатываемое Кравцовское месторождение, расположенное в акватории Балтийского моря на российском шельфе в 23 км от берега. Геологический разрез исследуемого района представлен кристаллическими породами архей-протерозойского возраста и мощной толщей терригенных, карбонатно-терригенных отложений осадочного чехла палеозой-кайнозойского возраста, несогласно залегающих на поверхности фундамента.

Продуктивные отложения представлены кварцевыми песчаниками и алевролитами с прослоями глин дейменасского надгоризонта среднекембрийской системы. Толщина надгоризонта достигает 70 м в пределах акватории моря. Залежь нефти массивная, полностью подстилается подошвенной водой. Плоскость водонефтяного контакта горизонтальная, выделяется на абсолютной отметке -2177 м. Среднее значение пористости продуктивных отложений по керну составляет 12%. Плотность нефти определена по поверхностным пробам и характеризуется как легкая (0,826 г/см3).

Исходя из геологических характеристик месторождения был выбран 3D метод декластеризации с расчётом по алгоритму Cell. Cell declustering – традиционный алгоритм, основанный на блоках ячеек, где вес точек рассчитывается как отношение единицы к количеству точек данных в блоке по формуле (1) (рис. 1).

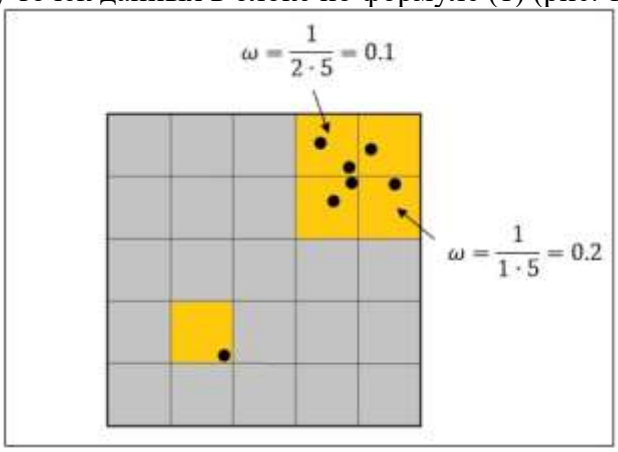


Рис.1. Пример расчета весовых коэффициентов

$$\omega_i = \frac{1}{n_l \cdot l}; \quad (1)$$

где ω_i – вес данных выбранных в блоке;
i – номер блока;
n_l – количество данных, попавших в блок;
l – количество блоков с данными.

Процесс декластеризации протестирован авторами на примере месторождения Д6-Кравцовское (рис. 2). Количество вертикальных скважин 6, горизонтальных 13.

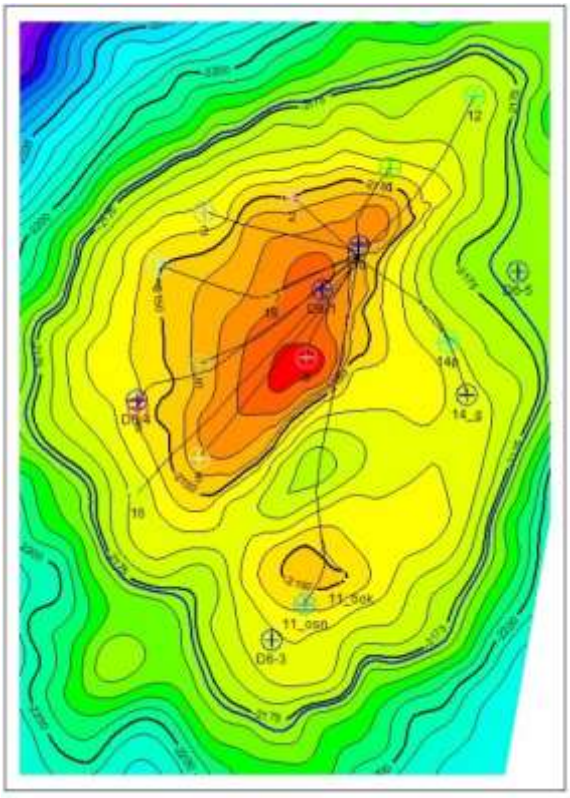


Рис.2. Структурная карта месторождения Кравцовское с нанесением скважин на структурную поверхность

На основе одной структурно-тектонической модели было построено 3 геологические модели: с учетом всей информации имеющихся скважин; с учетом лишь вертикальных скважин; с учетом всех скважин с использованием процесса декластеризации.

При построении одной из реализаций геологической модели в качестве исходных данных использовались лишь данные вертикальных скважин. В результате, доля коллектора по всей модели составила 77,5% (рис. 3а). Средняя пористость в данной реализации модели составляет 11,6%, что соответствует данным по РИГИС. Среднее значение нефтенасыщенности модели равно 88,6%, при средней нефтенасыщенности по скважинным данным 86,5%.

Вторая реализация модели была построена на основе данных всех имеющихся скважин в пределах области моделирования. В результате, доля коллектора по модели возросла до 79,6% (рис. 3б). Средняя пористость по данной реализации модели достигает 11,9% при средней пористости по скважинам 10,5%. Среднее значение нефтенасыщенности составляет 89,5%.

При построении третьей реализации модели был использован метод декластеризации исходных данных (рис.4). В результате доля коллектора снизилась до 71,9% при доле коллектора по масштабированным на сетку данным 81,1% (рис.3в). Средняя пористость при построении данным методом равна 11,2% при средней пористости по скважинам 10,5%. Средняя нефтенасыщенность составляет 86,8%.

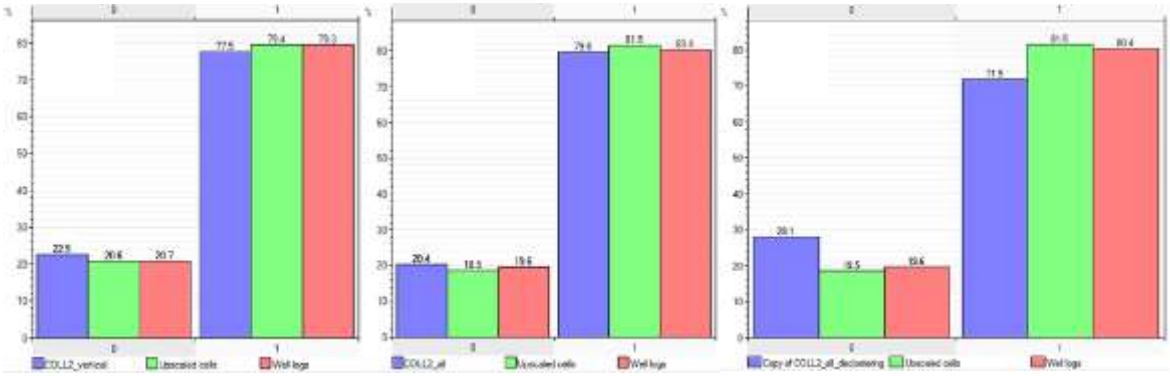


Рис.3. Гистограммы свойства «коллектор-неколлектор» реализаций модели:
а) по вертикальным скважинам;
б) по всем скважинам; в) по всем скважинам с предварительной декластеризацией данных

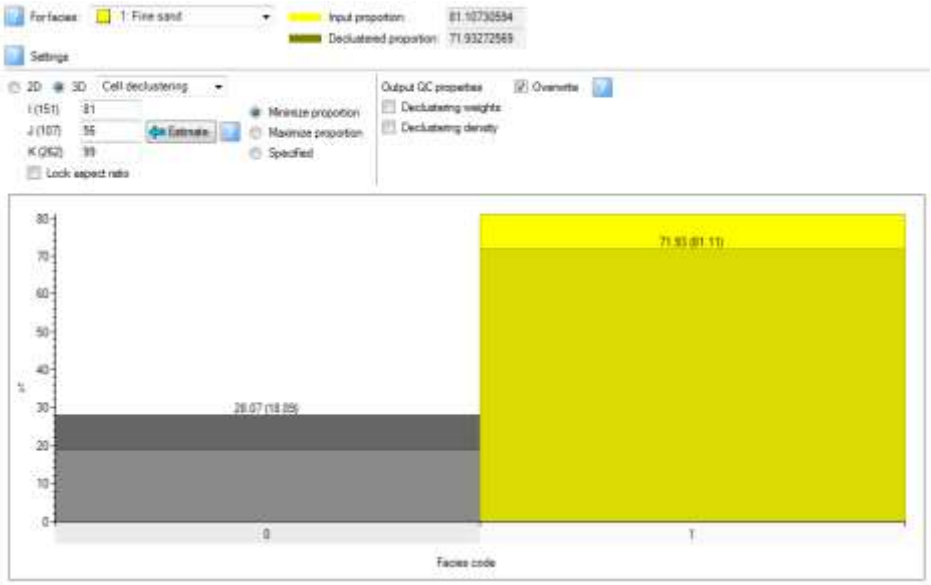


Рис.4. Вкладка настройки декластеризации данных окна Data analysis

В результате построений был сделан вывод, что учет всех скважин без декластеризации ведет к завышению количества оцененных запасов на 2,5%, а учет всех скважин с предварительным процессом декластеризации исходных данных дает на 2,3% меньшее количество оцениваемых запасов рассматриваемого месторождения. Наибольшее влияние на количество УВ оказывает эффективный объем пород.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Построение модели по всем скважинам с использованием всей исходной информации ведет к завышению доли коллектора и ФЕС пласта. Это объясняется тем, что горизонтальные стволы бурятся преимущественно в продуктивную часть пласта с наилучшими свойствами, и в дальнейшем при использовании данной информации в геологической модели происходит искажение статистики моделируемого объема пород в сторону кажущегося улучшения коллекторских свойств.

Использование лишь вертикальных скважин при моделировании допустимо, но ведет к игнорированию массы скважинной информации. Это особенно имеет место, когда доля горизонтальных скважин значительно превышает долю вертикальных, например, на морских месторождениях. Использование только вертикальных скважин при литологическом и петрофизическом моделировании так же завышает долю

коллектора и его ФЕС ввиду того, что такими скважинами вскрыта полная мощность продуктивного пласта.

Наиболее предпочтительными и достоверными являются результаты модели с декластеризованными данными. Благодаря инструменту декластеризации удалось снизить искусственно завышенную влиянием горизонтальных скважин долю коллектора, а следовательно, получить более достоверную оценку запасов месторождения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Дегтерёв А.Ю.* Актуальные проблемы геологического моделирования подземных хранилищ газа в водоносных пластах//Научно-технический сборник “Вести газовой науки”. – Москва, 2016. – № 1. – С. 158 – 171.

2. *Забоева А.А.* Декластеризация исходных данных при построении и контроле качества трехмерных геологических моделей//Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Тюмень, 2011. – № 3. – С. 14 – 20.

3. *Пермякова И.С.* Геостатический алгоритм коррекции скважинных данных в структурных построениях//Геофизика. – Москва, 2019. – № 2. – С. 23 – 29.

4. *Msrquez D., Daly C.* Integrating Horizontal Wells in Property Modeling with Kernel Declustering//Society of Petroleum Engineers. – Manama, Kindom of Bahrain, 2017. – doi: 10.2118/183998-MS

Повышение эффективности ГРП в карбонатных отложениях P1ar+k Пашнинского месторождения Республики Коми

(Improvement of Effectiveness of Hydraulic Fracturing in Carbonate Sediments P1ar+k of the Pashninskoe Field of the Komi Republic)

Зиганшин Ренат Фанисович[1], Ракитин Евгений Леонидович[2],
Новокрещенных Дмитрий Вячеславович[3]
[1]Инженер, [2]Инженер 1 категории, [3]Ведущий инженер
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

АННОТАЦИЯ

В статье описана проблема низкой эффективности кислотных и пропантных гидроразрывов пластов (ГРП) по стандартной технологии в условиях близкорасположенных подошвенных вод на низкопроницаемом карбонатном коллекторе пласта P1ar+k Пашнинского месторождения. Выполнена оптимизация технологии ГРП с учетом геолого-физических характеристик (ГФХ) рассматриваемого пласта и основных осложняющих факторов при выполнении геолого-технических мероприятий (ГТМ) по интенсификации добычи нефти (ИДН). При опробовании оптимизированной технологии ГРП отмечена высокая эффективность мероприятия. Выполнен мониторинг работы скважин, по результатам которого технология переведена в разряд промышленных. Также представлены результаты ее тиражирования. Средний удельный прирост дебита нефти от проведения ГРП по оптимизированной технологии на 25 скважинах составил 0,68 т/сут/м, темп отбора нефти по залежи в целом за 2018 год вырос на 9,4%.

ABSTRACT

The article describes the problem of low efficiency of acid and proppant hydraulic fracturing (HFT) using standard technology in conditions of closely spaced bottom waters of the low-permeable carbonate reservoir P1ar+k of the Pashninskoe field. The hydraulic fracturing technology has been optimized taking into account the geological and physical characteristics (GPC) of the reservoir under consideration and the main complicating factors in the implementation of well interventions (WI) for enhanced oil recovery (EOR). Optimized hydraulic fracturing technology showed high efficiency during testing. Well operation was monitored, according to the results of which the technology was transferred to the industrial category. The results of its replication are also presented. The average specific incremental oil rate from hydraulic fracturing according to the optimized technology was 0.68 tons/day/m, the oil production rate in 2018 increased by 9.4%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

ГРП, оптимизация технологии ГРП, увеличение длины трещины, ограничение высоты трещины, ГРП в карбонатах, маловязкая жидкость разрыва.

KEYWORDS

Hydraulic fracturing, optimization of HFT technology, increase in length of a HFT fracture, restriction on fracture height, HFT in carbonate reservoir, low viscosity fracture fluid.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день гидравлический разрыва пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти. Корректный подбор технологии проведения ГРП позволяет достичь целевых показателей по добыче и исключить

негативные последствия, связанные с кольматацией пласта продуктами деструкции жидкости разрыва (ЖР).

Верхний эксплуатационный объект Пашнинского месторождения находится на четвертой стадии разработки и включает в себя пласты, приуроченные к артинским и кунгурским отложениям.

По своим геолого-физическим характеристикам объект представляет собой низкопроницаемый карбонатный коллектор, особенностью которого является наличие близкорасположенных подошвенных вод. На рисунке 1 представлен разрез характерный для объекта P_1ar+k. Стоит отметить отсутствие плотного барьера между нефтенасыщенным и водонасыщенным пропластками, что накладывает ограничения на применение ГРП по стандартной технологии.

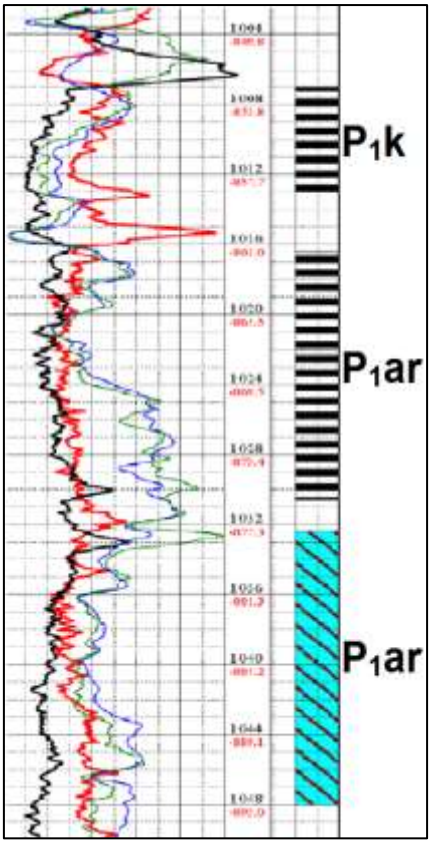


Рисунок 1 – Типичный разрез верхнего эксплуатационного объекта

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГРП

В 2012 году на рассматриваемом объекте выполнено 5 кислотных ГРП (таблица 1) с применением гелированной кислоты. Средний удельный прирост дебита нефти составил 0,46 т/сут/м, при этом ни одна из скважин не достигла планируемого прироста дебита нефти. Таким образом, успешность КГРП на объекте составила 0%. Средняя продолжительность эффекта – 94 сут.

Причиной низкой эффективности КГРП с применением гелированной кислоты является низкая проводимость полученной трещины, несмотря на ее удовлетворительные геометрические параметры. По результатам лабораторных исследований гелированной кислоты установлено наличие остаточной вязкости после полной нейтрализации карбонатной породой – отсутствие полной деструкции, что вероятно вызывает кольматацию матрицы коллектора.

Таблица 1 – Результаты выполненных КГРП с применением гелированной кислоты

№ скв.	Категория	Дата КГРП	Объем кислоты м3	Расход смеси, м3/мин	Плановый удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	Фактический удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	Прирост обводненности, %	Успешность
1	доб	30.09.12	126	3.0	0,84	0,22	5.2	-
2	б/д	30.09.12	80	3.0	1,08	0,19	8.5	-
3	б/д	30.09.12	115	1.5	1,56	1,02	10.2	-
4	доб	04.11.12	80	1.2	0,56	0,31	-3.0	-
5	б/д	30.12.12	82	1.5	0,83	0,56	55.9	-
Средние значения			**97**	**2.0**	**0,97**	**0,46**	**15.4**	**0%**

В 2016 году на объекте выполнено 2 пропантных ГРП (таблица 2). По результатам мини-ГРП на объекте отмечена высокая эффективность жидкости разрыва (80%) и низкий контраст напряжений между коллектором и плотными породами. В данных условиях трещина ГРП развивается преимущественно по высоте, что приводит к ее прорыву в водонасыщенные пропластки.

Таблица 2 – Результаты проведенных пропантных ГРП в 2016 году

№ скв.	Категория	Дата ГРП	Масса пропанта, тонн	Расход смеси, м3/мин	Анализ мини-ГРП			Концентрация геллианта (взякость ЖР), кг/м3 (сПз)	Плановый удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	Фактический удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	Прирост обводненности, %	Успешность
					Градиент давления смыкания, атм/м	Эффективность ЖР, %	Чистое давление, атм					
6	доб	29.08.16	37.5	3.5	0.153	84.1	56.1	3.6 (800)	0,33	0,39	62.0	+
7	доб	01.09.16	51	3.5	0.187	82.6	28.7	3.6 (800)	0,4	0,24	77.8	-
Средние значения			**44.2**	**3.5**	**0.170**	**83.4**	**42.4**	**3.6 (800)**	**0,37**	**0,31**	**69.9**	**50%**

После проведения ГРП средний удельный прирост дебита нефти составил 0,31 т/сут/м, успешность технологии – 50%, при этом на скважинах наблюдался прирост обводненности в среднем на 70%.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП

В условиях низкопроницаемого коллектора максимальная эффективность ГРП достигается при создании трещины ГРП с максимальными геометрическими параметрами (длина, ширина) – повышается площадной охват воздействием, подключаются в работу ранее недренируемые участки залежи. Таким образом, основным направлением повышения эффективности ГРП является создание максимально длинной трещины с наибольшей проводимостью.

При отсутствии контраста напряжений по разрезу и незначительной фильтрации жидкости разрыва по пласту необходимо создавать условия для достижения максимальной длины и снижения высоты трещины ГРП за счет снижения вязкости жидкости ГРП и скорости закачки.

Выполнены лабораторные исследования по оптимизации жидкости разрыва, направленные на снижение вязкости сшитой системы. В результате разработана жидкость разрыва с концентрацией полимера 2,6 кг/м^3 (снижение начальной вязкости на 500 сПз), удовлетворяющая регламенту контроля качества ГРП.

Для увеличения технологической эффективности выполненного мероприятия необходимо создание наиболее проводимой трещины ГРП за счет увеличения типоразмера и максимальной концентрации пропанта. На рисунке 2 приведена зависимость безразмерной проводимости трещины ГРП от максимальной концентрации пропанта.

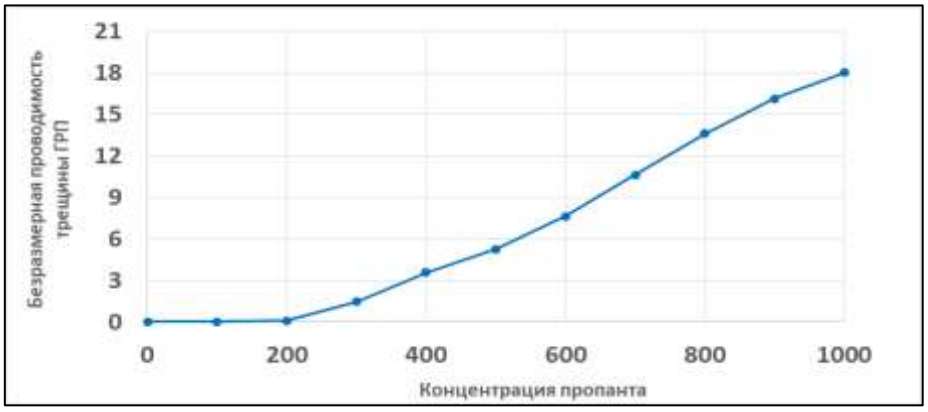


Рисунок 2 – Зависимость безразмерной проводимости трещины ГРП от концентрации пропанта

Существенное влияние на проводимость созданной трещины ГРП также оказывает правильно подобранный деструктор жидкости разрыва.

По результатам лабораторных исследований проводимости пропантных упаковок отмечается увеличение коэффициента восстановления проводимости и проницаемости при использовании энзимного деструктора по сравнению со стандартным (рисунок 3).

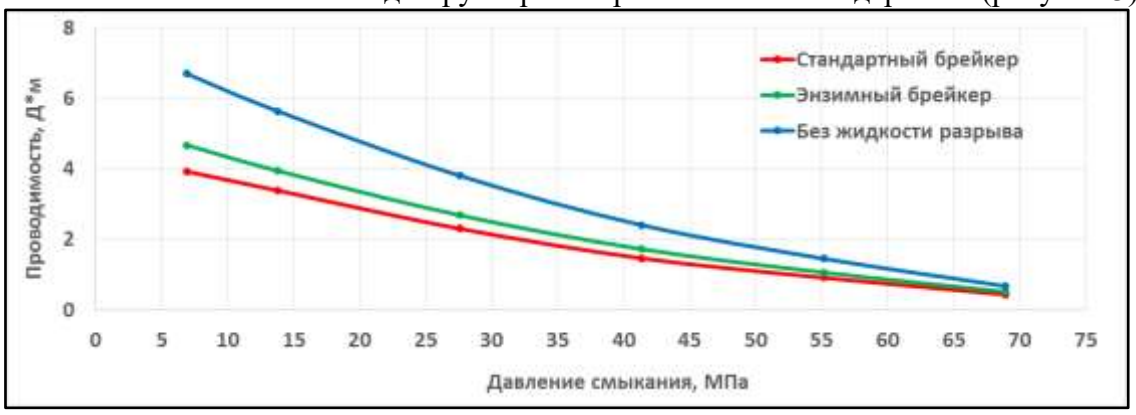


Рисунок 3 – Зависимость остаточной проводимости пропантных упаковок от давления смыкания трещины ГРП для различных типов деструктора ЖР

Ниже представлен результат моделирования трещины ГРП для типичных условий рассматриваемого объекта в симуляторе FracPro. На рисунке 4-I представлен профиль трещины по стандартной технологии ГРП, на рисунке 4-II – профиль трещины по оптимизированной технологии ГРП. Отмечается снижение высоты, увеличение длины и увеличение проводимости трещины ГРП.

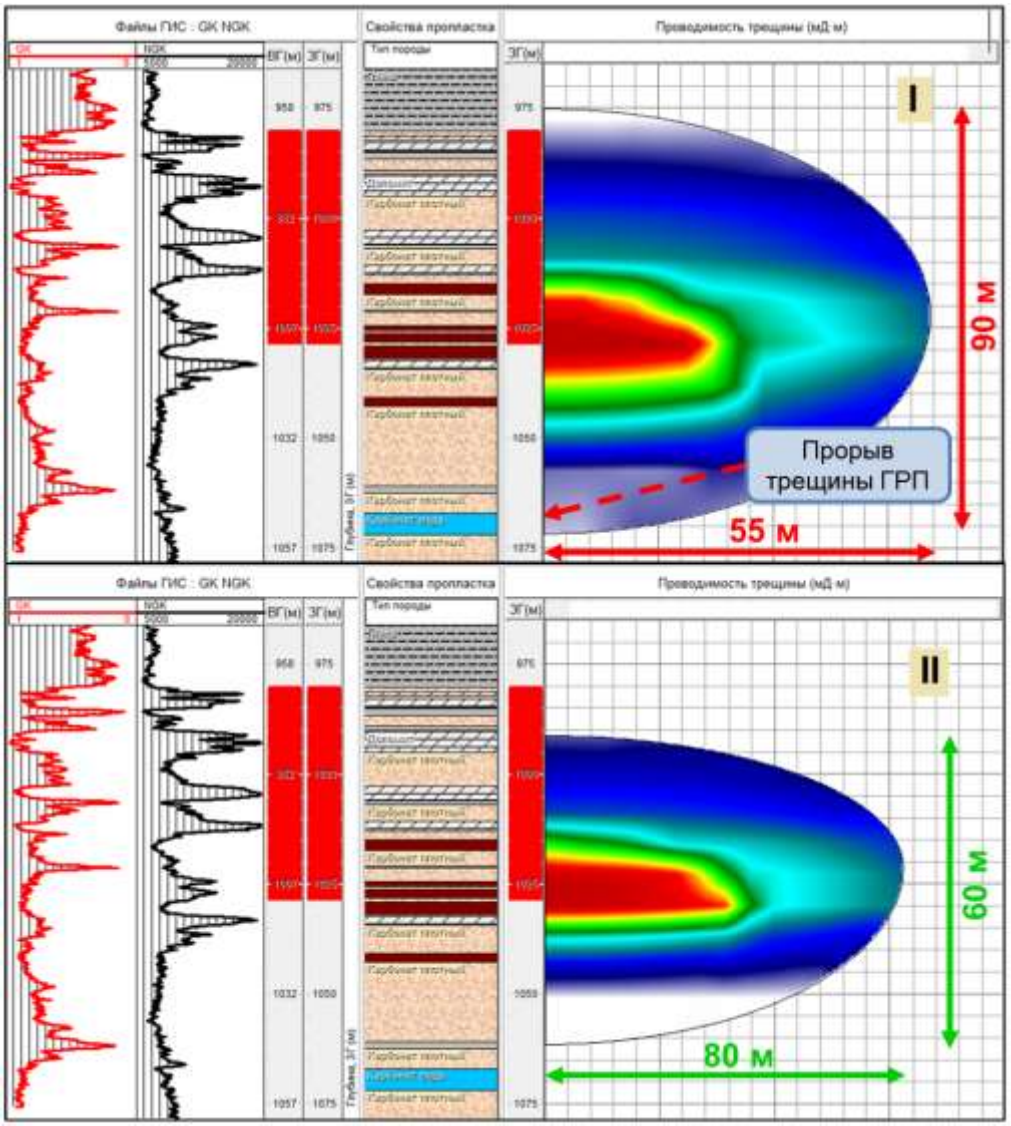
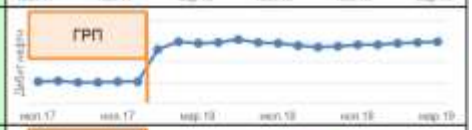
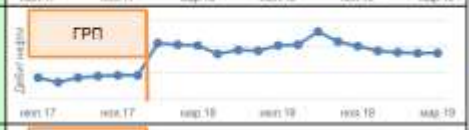
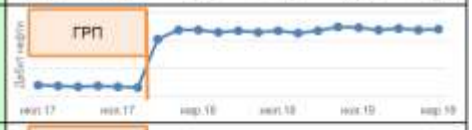
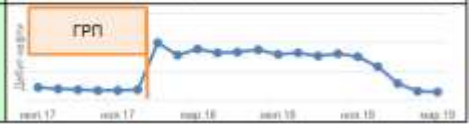


Рисунок 4 – Результаты моделирования ГРП по стандартной и оптимизированной технологиям в симуляторе FracPro

ТИРАЖИРОВАНИЕ ОПТИМИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГРП

В 2017 году по оптимизированной технологии выполнено 5 пропантных ГРП. Успешность данной технологии составила 100%, средний удельный прирост дебита нефти 0,53 т/сут/м, при этом эффект от выполненных мероприятий продолжается в 2019 году (таблица 3).

Таблица 3 – Результаты проведенных пропантных ГРП по оптимизированной технологии в 2017 году

№ скв.	Масса пропанта, т	Плановый удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	График среднемесячного дебита нефти
8	21	0,48	**0,88**	
9	25	0,26	**0,35**	
10	26	0,32	**0,33**	
11	34	0,4	**0,45**	
12	25	0,63	**0,65**	

На основании полученных результатов в 2018 году дополнительно реализовано 20 пропантных ГРП. В результате тиражирования технологии в 2017-2018 гг. темп отбора нефти в целом по залежи вырос на 9,4% (рисунок 5).

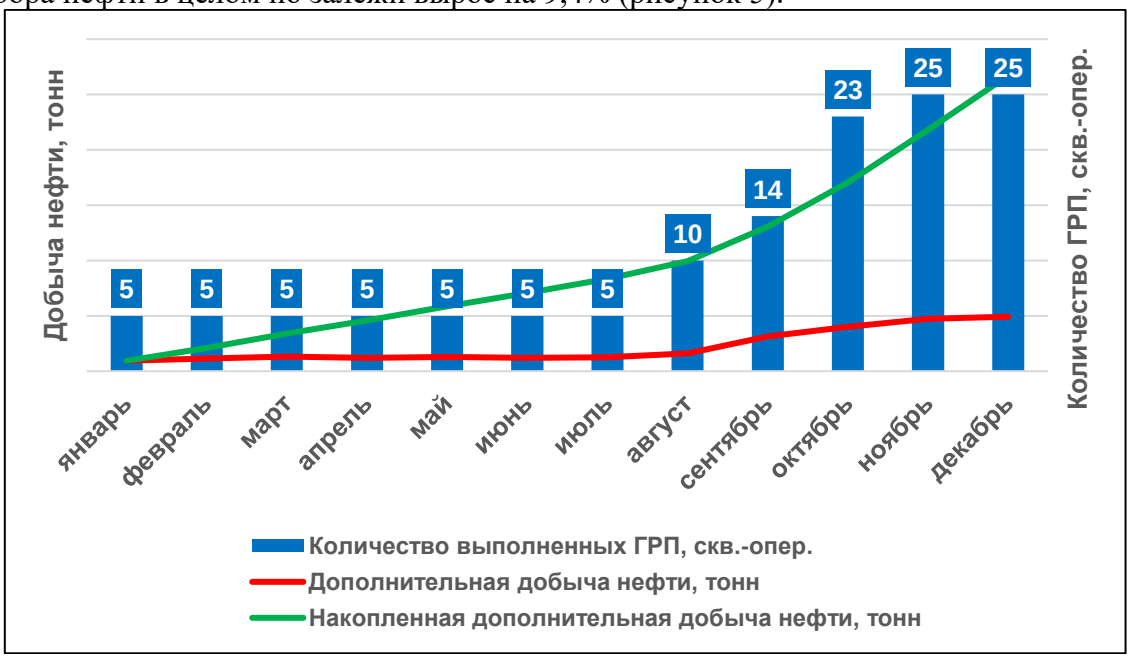


Рисунок 5 – Дополнительная добыча нефти в результате тиражирования оптимизированной технологии пропантного ГРП

Отмечается увеличение прогнозируемой добычи нефти за счет внедрения оптимизированной технологии ГРП, при этом в 2019 году планируемая добыча нефти выросла на 14% (рисунок 6).

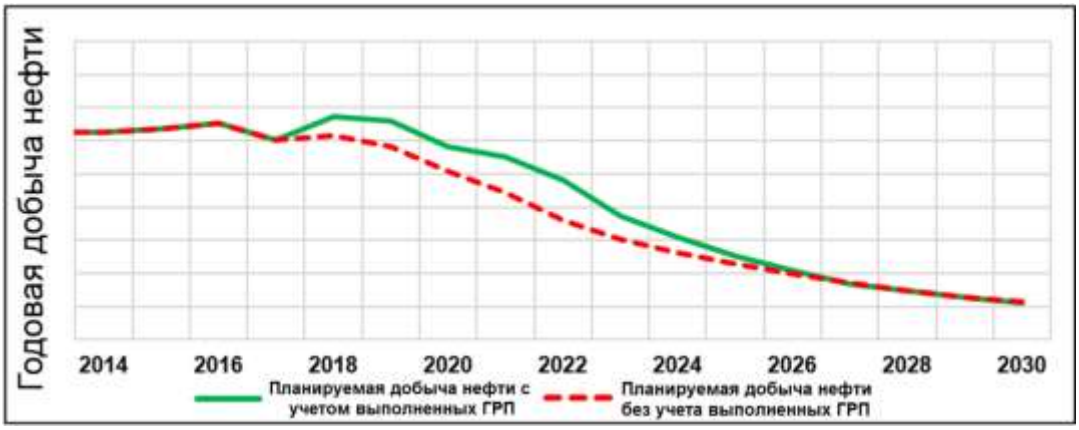


Рисунок 6 – График добычи нефти по залежи с учетом прогноза до 2030 года

На всех скважинах после выполнения ГРП отмечается снижение обводненности в среднем на 6%. Результаты проведенных потокометрических исследований свидетельствуют о вовлечении ранее недренируемых нефтяных пропластков (рисунок 7).

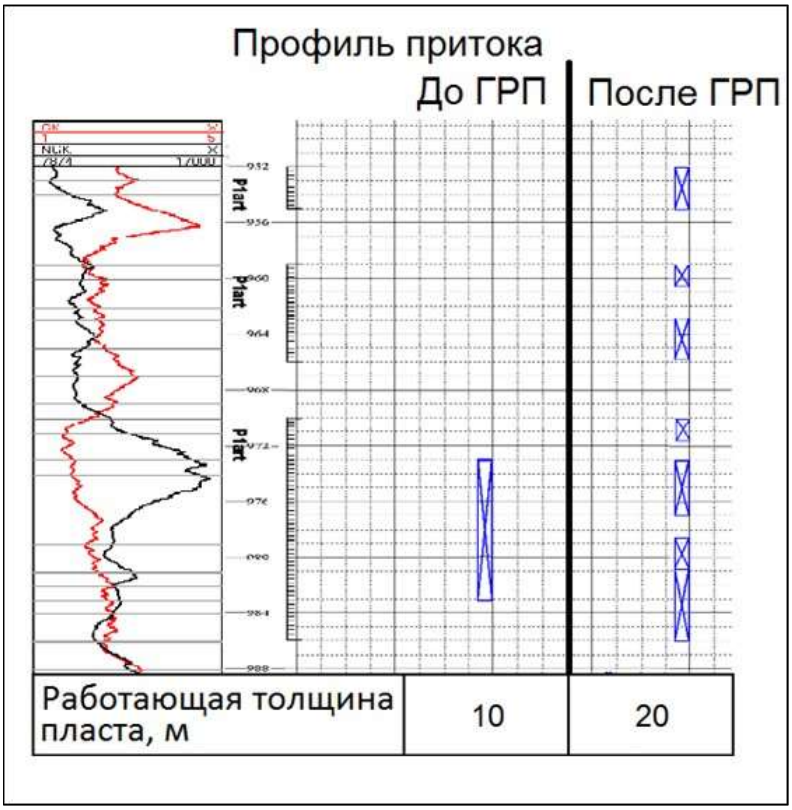


Рисунок 7 – Результаты исследования профиля притока до и после выполнения ГРП

За период 2017-2018 гг. выполнено 25 скважино-операций по оптимизированной технологии пропантного ГРП. Средний удельный прирост дебита нефти составил 0,68 т/сут/м, успешность технологии – 88%.

По результатам успешно выполненных ГРП в 2018г по верхнему эксплуатационному объекту запланировано разбуривание опытной ячейки 3-мя горизонтальными скважинами с проведением МГРП.

ВЫВОДЫ

1. Низкая эффективность стандартных технологий ГРП (КГРП) в низкопроницаемых карбонатных отложениях P1ar+k Пашнинского месторождения в условиях близости подошвенных вод.

2. Выполнена оптимизация технологии пропантного ГРП за счет снижения вязкости ЖР, увеличения максимальной концентрации пропанта, снижения расхода смеси, применения комбинированного буфера и энзимного деструктора.

3. Выполнено 25 пропантных ГРП по оптимизированной технологии с успешностью 88 %, средним удельным приростом дебита нефти 0,68 т/сут/м. Отмечено снижение обводненности в среднем на 6,1 %. Темп отбора нефти в целом по залежи за 2018 год вырос на 9,4%.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Отчет по результатам выполнения перспективной НИОКР № 12/04/23-169 «Разработка методики и алгоритма прогнозного расчета минимальных горизонтальных составляющих горного давления пропластков в интервале ГРП для оптимизации технологии в условиях терригенных коллекторов месторождений Пермского края».

2. Прогнозирование напряженного состояния пластов на основании специальных промысловых исследований и выполненных операций гидроразрыва пласта в условиях терригенных коллекторов месторождений Пермского края / С.А. Кондратьев, А.А. Жуковский, Т.С. Якимова, В.А. Жигалов, В.Л. Малышева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – № 12. – С. 58–63.

3. Снижение технологических рисков гидравлического разрыва пласта, ограниченного глинистыми барьерами малой мощности / А.Н. Шорохов, М.А. Азаматов // Георесурсы. – 2012. - № 1. – С. 51–52.

4. Применение новых технологий ГРП с пропантом в карбонатных коллекторах верейского горизонта среднего карбона на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами на территории Республики Татарстан / Р.Ш. Тахаутдинов, Р.Ф. Валиев, О.З. Исмагилов, М.Г. Новиков // Технологии. – 2015. – № 1. – С. 45–54.

Гидрофобный фильтр для ликвидации нефтяных загрязнений с водной поверхности
(Hydrophobic filter for the elimination of oil pollution from the water surface)

Ивчин Максим Владимирович
Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научные руководители: Соболевская М.В., «Заслуженный учитель РФ», преподаватель ГБОУ «Белгородский инженерный юношеский лицей-интернат»; Климонт А.А., преподаватель НИТУ «МИСиС»

АННОТАЦИЯ

Актуальность: экологические последствия разливов нефтепродуктов трудно учитывать, поскольку нефтяное загрязнение нарушает естественные процессы, существенно изменяет условия обитания всех видов живых организмов и накапливается в экосистеме. Цель работы: создание гидрофобного фильтра для ликвидации нефтяных загрязнений с водной поверхности. В ходе разработки проекта решались такие задачи, как поиск исходного материала, изучение литературы по теме, проведение аттестации исходных и полученных в ходе эксперимента образцов. В итоге, был получен продукт на основе шамотного кирпича, подходящий для решения поставленных задач, выявлены явные преимущества фильтра над аналогами и оптимальные условия для модификации поверхности исходного материала, подкреплённые исследованиями; предложено производить фильтры в Белгородской области.

ABSTRACT

Relevance: the environmental consequences of oil spills are difficult to take into account, since oil pollution disrupts natural processes, significantly changes the living conditions of all types of living organisms and accumulates in the ecosystem. Objective: to create a hydrophobic filter for the elimination of oil pollution from the water surface. During the development of the project, such tasks as finding the source material, studying the literature on the subject, and certifying the initial samples and samples obtained during the experiment were solved. As a result, a product based on fireclay bricks was obtained that is suitable for solving tasks, revealed clear advantages of the filter over analogues and optimal conditions for modifying the surface of the source material, supported by research; proposed to produce filters in the Belgorod region.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Разлив нефти, гидрофобность, фильтр, новые материалы, ликвидация разливов нефтепродуктов.

KEYWORDS

Oil spill, hydrophobicity, filter, new materials, oil spill response.

Введение

Актуальность: в настоящее время огромной проблемой является состояние окружающей нас среды. Как известно, одним из мощных загрязнителей окружающей среды являются разливы нефтепродуктов в водах Мирового океана, рек и озёр. Экологические последствия разливов нефтепродуктов носят трудно учитываемый характер, поскольку нефтяное загрязнение нарушает многие естественные процессы и взаимосвязи, существенно изменяет условия обитания всех видов живых организмов и накапливается в биомассе.

Нефть является продуктом длительного распада и очень быстро покрывает поверхность вод плотным слоем нефтяной пленки, которая препятствует доступу воздуха и света.

Кроме того, проблема загрязнения вод нефтепродуктами является едва ли не самой актуальной для нашей страны, так как Россия занимает лидирующие позиции в добыче и эксплуатации нефтепродуктов.

Кроме того, Белгородская область занимает лидирующие позиции в России по производству строительных материалов (цемента, бетона, шамотного кирпича, блоков и т. п.), которые могут стать основой для создания нашего продукта.

Новизна заключается в уникальном методе подхода к решению проблемы, который ранее ещё не был изучен так масштабно.

Цель работы: создание гидрофобного фильтра для ликвидации нефтяных загрязнений с водной поверхности.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи:**

1. Найти информацию о том, какие способы утилизации нефтепродуктов с поверхности воды существуют;
2. Найти исходный материал;
3. Провести аттестацию материала;
5. Выявить преимущества фильтра над аналогами;
6. Внести предложение о производстве гидрофобных фильтров на территории Белгородской области.

1. Аналитический обзор литературы

1.1. Методы очистки воды от нефтепродуктов

Очистка воды от нефтепродуктов может состоять из физико-химических, химических, механических и биологических способов. Использование каждого метода зависит от масштабов и первоисточника загрязнения, объема нефтяных выбросов.

a) Механическая очистка

Механическая очистка состоит из отстаивания и последующей фильтрации загрязненной воды с использованием нефтеловушек, бензомаслоуловителей или ручным методом. Все они основаны на способности нефти не смешиваться с водой, а создавать масляное пятно. Ее собирают в полиэтиленовые пакеты с последующей утилизацией – сжиганием.

Механической очисткой можно удалить до 75% нерастворимых нефтепродуктов. Это недостаточно для эффективной очистки воды.

Основным недостатком метода является забор воды вместе с тонкой нефтяной пленкой. Хорошо собрать нефтепродукты возможно только при толстом слое, что случается только при больших техногенных катастрофах [6].

b) Химическая очистка

Химическая очистка подразумевает обязательное использование химикатов, которые реагируют с нефтепродуктами. В ходе химических реакций образуется нерастворимый в воде осадок, легко удаляемый механической фильтрацией. Эффективность удаления растворимых примесей – 25%, нерастворимых – 95%. Химическая очистка основана на одном из двух методов:

- провоцирование образования масляного пятна, используя эмульгаторы эмульсий из воды и нефти или поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- поглощение нефтепродуктов адсорбентами: оксид алюминия, алюмосиликаты. Способ используется во время локального разлива нефти и имеет эффективность – 98% [3].

c) Физико-химическая очистка

Физико-химическая очистка включает коагуляцию, адсорбцию, окисление, экстракцию и другие методы очистки. Происходит удаление тонкодисперсных растворенных примесей, а также распад органики.

Для адсорбции часто берут измельченный активированный уголь мелкой фракции. Его наносят равномерным слоем на пятно, что препятствует его увеличению. Смешавшаяся с водой нефть прилипает к частичкам угля и легко удаляется. Смесь угля и нефти хорошо горит, что облегчает дальнейшую утилизацию.

Используют пенополиуретан с высокой степенью поглощения. Он вбирает в себя в 20 раз больше нефтепродуктов, чем собственный вес.

Выливают на нефтяное пятно жидкий парафин. При затвердении он впитывает в себя нефтепродукты и легко удаляется механическим путем.

Снижение токсичности и разрушения биохимического состава нефти можно достичь, используя эмульгаторы и ПАВ. Нефть переходит в эмульсию и быстрее распадается.

В борьбе с нефтяными пятнами эффективен ферримагнитный порошок ФЕР-3 из оксида железа. Пленка приобретает магнитные свойства и собирается специальной ловушкой. Способ обладает техническими и экологическими преимуществами, но не распространен из-за отсутствия широкого распространения специальных порошков.

Были проведены лабораторные исследования с порошком ФЕР-3. Время сортирования составила 5-15 минут. Удаляется до 80% нефтяной пленки. Образованные большие глобулы собираются механически. Благодаря текучести суспензии ее восстанавливают сепарацией [4].

d) Биологическая очистка

Биологическая очистка является наиболее распространенной в удалении нефтепродуктов из воды. Используются особые микроорганизмы, которые поедают нефть. Сегодня найдено более 1 тысячи простых организмов, которые питаются различными углеводородами.

Например, дрожжи Candida питаются нефтяными парафинами. В итоге получается большой объем биомассы с большой концентрацией витаминов и белка.

Популярными биологическими средствами являются препараты «Деворойл» и «Ленойл». Они эффективны в разложении нефтепродуктов, которые присутствуют в почвах и водоемах.

«Деворойл» состоит из 5 видов дрожжей и бактерий, способные окислять углеводороды. Каждый вид эффективен в борьбе с определенной фракцией нефти. Их набор позволяет равномерно обрабатывать все фракции. «Ленойл» состоит из ассоциации микроорганизмов.

Оба препараты имеют широкое воздействие на углеводороды и легко внедряются в нефтяной слой, возвращая нормальные процессы аэрации.

В обоих препаратах введены особые добавки для активации деструкции нефти. Микроорганизмы не являются токсичными и патогенными, легко приспосабливаются в соленой среде, разлагают растворенные и нерастворенные компоненты нефти. Время нейтрализации незначительное, а сами микроорганизмы не вымываются дождями и во время паводков [5, 9].

1.2. Альтернативные способы сбора нефтепродуктов с поверхности воды

Сбор и удаление нефти с поверхности воды осуществляют нефтесборщиками, скиммерами (сепараторами) различной конструкции и сорбирующими материалами.

Значительный интерес представляет для сбора нефти с поверхности воды гидрофобного адсорбента на основе вспученного перлита. Поглотительная способность обработанного перлита составляет более 800% собственной массы и максимальна при размере фракций 0,2-0,4 мм.

В зоне загрязнения адсорбент подают из-под воды с помощью гидроэжекторной установки. По сравнению с распылением адсорбента на загрязнённую поверхность подача его из-под воды исключает потерю поглотителя, а также повышает эффективность его применения.

Сбор насыщенного нефтью сорбента и отделение его от воды проводят с помощью специального судна – нефтесборщика. Насыщенный нефтью сорбент вместе с водой всасывается через заборное устройство и подаётся по трубопроводу в гравитационный сепаратор, где происходит отделение воды. Адсорбированная нефть накапливается в ёмкости, расположенной на нефтесборщике. В качестве сорбирующего материала можно применять также пластмассовые микробаллоны – пламилоны, разработанные БашНИПИнефтью. Пламилоны получают путем распыления в сушильных камерах смеси, состоящей из синтетической термоактивной смолы, газообразователя и отвердителя [10].

Метод выжигания нефти («быстрое окисление») не только опасен в пожарном отношении, но часто невозможен из-за позднего обнаружения пятна, когда нефть уже смешалась с водой. Кроме того, будет нарушено состояние атмосферы.

Известен способ сбора нефти или нефтепродуктов с водной поверхности при аварийных разливах, включающий равномерное нанесение на нефтяное пятно сорбирующего средства на основе отходов переработки древесины, впитывание нефти или нефтепродуктов с последующим извлечением полученного пласта с водной поверхности механическими средствами, отличающийся тем, что с целью повышения эффективности процесса сбора и удешевления способа в качестве сорбирующего средства используют гидролизный лигнин с влажностью 8-15% при объемном расходе его 15-35% от объема разлитых нефти или нефтепродуктов [патент RU 2033389, C02F 1/40, E02B 15/04, 1991].

2. Объекты и методы экспериментальных исследований

2.1. Обоснование выбора материала для разработки фильтра

В качестве исследуемого материала использовали шамотный кирпич различной истинной плотности: 0,4; 0,6; 1,0; 1,3.

Легковесный шамотный кирпич в основном применяется в качестве теплоизоляционного слоя для различного рода термо- и электропечей, выпарных агрегатов, подогревателей, теплообменной арматуры, паропроводов, котлов, а также в коксохимической и металлургической промышленностях. Его отличительными особенностями являются высокая термостойкость, отличная механическая прочность, а также способность противостоять к воздействию различного рода химических веществ. В его состав входят торф, жирная глина, опилки и другие компоненты органического происхождения. В процессе обжига они выгорают, оставляя после себя поры различных размеров. Такая технология изготовления позволяет получить очень легкий пористый материал, обладающий высокими энергоэффективными характеристиками.

Поскольку легковесные кирпичи сделаны целиком из органики, они являются экологически чистым материалом, не способным нанести вред здоровью человека или окружающей среде. При этом сохраняется высокая огнеупорность – кирпич может выдерживать экстремально высокую температуру до 1800 °C.

2.2. Выбор масла для пиролиза

Были использованы три вида минерального масла (фото в приложении №2):
- Машинное масло Mobil ATF D/M. (Состав: диэтаноламин, пропанол).
- Масло DDE трансмиссионное всесезонное MINERAL SAE 80W90.
- Масло вакуумное EDWARDS H1 1025015.

2.3. Катализатор

В качестве катализатора был использован нитрат никеля (II).

Расчет необходимой массы $Ni(NO_3)_2*6H_2O$ и H_2O для приготовления 10%-го раствора $Ni(NO_3)_2$:

Пусть $m\text{р} - \text{ра}(m(Ni(NO3)2 * 6H2O) + m(H2O) = 100$ г, тогда

$$\omega(\mathrm{Ni(NO_3)_2}) = \frac{\mathrm{m(Ni(NO_3)_2})}{\mathrm{m(Ni(NO_3)_2} * 6H_2O)}$$

$$0{,}1 = \frac{\mathrm{m(Ni(NO_3)_2)}}{100}$$

$\mathrm{m(Ni(NO_3)_2)} = 10$ г

$\mathrm{M}(Ni(NO3)2 * 6H2O) = 291\ ^{\text{г}}/_{\text{моль}}$

$\mathrm{M}(Ni(NO3)2) = 183\ ^{\text{г}}/_{\text{моль}}$

Составим пропорцию:

$\frac{291^{\text{г}}/_{\text{моль}}}{x\ \text{г}} = \frac{183^{\text{г}}/_{\text{моль}}}{10\ \text{г}}$ X=15,9

15,9 г $Ni(NO_3)_2$*$6H_2O$ и 84,1 г H_2O потребуется для приготовления 10% раствора $Ni(NO_3)_2$.

2.4. Физико-химические методы анализа

Поскольку объектами исследований работы являлись пористые материалы, то одних электрохимических методов недостаточно для исследования структуры и объяснения их свойств. В качестве источника дополнительной информации о структурных особенностях электродных материалов были использованы следующие физико-химические методы:

a) Рамановская спектроскопия

Суть метода заключается в том, что через образец исследуемого вещества пропускают луч с определенной длиной волны, который при контакте с образцом рассеивается. Полученные лучи с помощью линзы собираются в один пучок и пропускаются через светофильтр, отделяющий слабые (0,001 % интенсивности) рамановские лучи от более интенсивных (99,999 %) рэлеевских. «Чистые» рамановские лучи усиливаются и направляются на детектор, который фиксирует частоту их колебания.

Для измерений был использован спектрометр «Рамановский экспресс-анализатор R532+» (приложение №1).

b) Оптический метод

Для изучения поверхности образцов использовали оптический микроскоп БиОптик B-300.

c) Стереоскопический метод

Для изучения поверхности образцов использовали стереоскопический микроскоп БиОптик C-300.

2.5. Определение кажущей плотности и истинной плотности образца

Для определения массы и объема образца на аналитических весах взвешивали образец до и после смачивания водой с точностью до 0,002 г.

Объем материала рассчитывали по формуле 1:

$$V\text{мат} = \frac{m\text{обр} + \rho H2O * V\text{обр} - m\text{мок}}{\rho H2O},$$

где $V_{обр}$ – объем образца, $см^3/г$;

$m_{обр}$ – масса образца, г;

$m_{мок}$ – масса смоченного в воде образца, г;

ρ_{H2O} – плотность воды, $г/см^3$.

Объем пор вычисляли по формуле 2:

$$V\text{пор} = V\text{обр} - V\text{мат}$$

Пористость материала вычисляли по формуле 3:

$$\text{П} = (1 - \frac{V\text{мат}}{V\text{обр}})$$

Кажущую плотность вычисляли по формуле 4:

$$\rho = \frac{m\text{обр}}{V\text{обр}}$$

Истинную плотность вычисляли по формуле 5:

$$\rho = \frac{m\text{обр}}{V\text{мат}}$$

2.6. Термическая обработка материалов

Сушка и термообработка образцов при температурах ниже 300 С (при необходимости в сушке или термообработке) производили в сушильном шкафу BINDER ED 23.

Термообработку образцов при высоких (до 900 °С) температурах в аргонной среде производили в лабораторной трубчатой печи электросопротивления с программным регулированием температуры с помощью устройства LOIP LF-50\500-1200 с модулем управления TS87B.

Термообработку образцов (до 350 °С) проводили в муфельной печи СНОЛ 3/11 исп. 15.

2.7. Определение углов смачивания

Был использован метод лежащей капли. Суть метода заключается в том, что на поверхность образца при помощи пипетки помещается капля воды. Далее измеряется угол между твердой поверхностью и жидкостью в точке контакта трех фаз. В зависимости от угла θ, поверхность может быть гидрофобной (θ > 90°) или гидрофильной (θ < 90°).

3. Получение гидрофобного фильтра

3.1. Аттестация исходных образцов

Были проведены расчёты по формулам (п. 2.5). Результаты представлены в таблице:

Образцы / Величины	ШТЛ-0.4	ШТЛ-0.6	ШТ-1.0	ШТ-1.3
Пористость, %	65	50	43	35
Кажущаяся плотность, г/см$_3$	0,5	0,6	0,9	1,3
Истинная плотность, г/см$_3$	1,5	1,2	1,5	2,1
Свойства	Гидрофильный			

3.2. Отжиг на 550 °С

Исходные образцы взвешивали. Сушили в сушильном шкафу при 110 °С 1 час и остужали в эксикаторе 15 минут. Далее пропитали образцы маслом Mobil ATF D/M Automatic Transmission Fluid в течении 15 минут и поместили в кварцевый реактор при температуре 550 °С в атмосфере аргона на 30 минут.

Образцы / Величины	ШТЛ-0.4	ШТЛ-0.6	ШТ-1.0	ШТ-1.3
m_0, г	2,138	2,713	3,632	5,012
m_1, г	4,611	4,651	5,262	6,63
m_2, г	2,1	2,7	3,6	5
Свойства	Гидрофобный			
Цвет	Серый			Светло-серый
Реакция на разрез	Крошится, не разламывается			Крошится, разламы-вается

(m_0 – масса исходного образца; m_1 – масса с маслом; m_2 – масса после отжига)

Внешний вид образцов и величины углов смачивания представлены на фотографиях:

Угол смачивания едва превосходит 90º, а это значит, что температура отжига 550 °С является недостаточной для придания материалу гидрофобных свойств в полной мере.

3.3. Проверка наличия углерода в образцах

Проверяли наличие углерода в образцах при помощи метода рамановской спектроскопии. Поместив образец ШТЛ -0,6 в спектрометр, получили следующий график (Приложение №5). Пики, отмеченные красным, указывают на наличие углерода в образцах.

3.4. Перевод материала из гидрофобного в гидрофильный

Чтобы проверить гипотезу о том, что в кислородной среде гидрофобные материалы переходят в гидрофильные, мы провели эксперимент. Образцы просушили в сушильном

шкафу (60 мин, 100°С), пропитали маслом и поместили в трубчатый реактор в атмосфере аргона (40 мин, 900°С). После термической обработки образцы стали гидрофобными. Мы поместили их в муфельную печь на 10 мин при 350°С. Образцы стали гидрофильными. Наша гипотеза подтвердилась.

3.5. Отжиг на 900 ℃

Исходные образцы взвешивали. Сушили в сушильном шкафу при 110 ℃ 1 час и остужали в эксикаторе 15 минут. Далее пропитывали образцы маслом Mobil ATF D/M Automatic Transmission Fluid в течении 15 минут и поместили в кварцевый реактор при температуре 900 ℃ в атмосфере аргона на 60 минут.

Образцы / Величины	ШТЛ-0.4	ШТЛ-0.6	ШТ-1.0	ШТ-1.3
m_0, г	9,26	9,492	19,986	9,26
m_1, г	20,499	17,192	29,115	20,499
m_2, г	9,294	9,511	20,043	9,294
Свойства	Гидрофобный			
Цвет	Чёрный			Тёмно-серый

(m_0 – масса исходного образца; m_1 – масса с маслом; m_2 – масса после отжига)

Внешний вид образцов и величины углов смачивания представлены на фотографиях:

Угол смачивания увеличился, а значит температура отжига 900 ℃ подходит для придания материалу гидрофобных свойств в полной мере.

3.6. Отжиг на 900 ℃ с пропиткой катализатором

Исходные образцы взвешивали. Далее пропитывали катализатором – 10% раствором $Ni(NO_3)_2$ 15 мин. Сушили в муфельной печи 60 мин при температуре 100 ℃. Далее пропитывали образцы вакуумным маслом 15 мин и помещали в кварцевый реактор при температуре 900 ℃ в атмосфере аргона на 40 мин.

Образцы / Величины	ШТЛ-0.4	ШТЛ-0.6
m_0, г	7,473	10,943
m_1, г	16,839	20,116
m_2, г	9,66	12,857
Свойства	Гидрофобный	
Цвет	Чёрный	

(m_0 – масса исходного образца; m_1 – масса с маслом; m_2 – масса после отжига)

Внешний вид образцов и величины углов смачивания представлены на фотографиях в приложении №4.

Угол смачивания увеличился, а значит температура отжига 900 ℃ вкупе с катализатором больше всего подходит для придания материалу гидрофобных свойств.

4. Экономика проекта

Расходы	**Стоимость, руб.**
Материал (шамотный кирпич) – 35*35*15 мм	1,6
Масло для пропитки – 75 мл	29
Аргон	24
Затраты электроэнергии	43
ИТОГО:	**97,6**

Таким образом, производство готового продукта отличается своей дешевизной.

5. Перспектива производства фильтров в Белгородской области

В Белгородском регионе есть огромные запасы строительных материалов: глины, песка, мела и т. п. Поэтому, существуют предприятия по реализации этих полезных ископаемых, которые имеют возможности и техническое оснащение для производства гидрофобных фильтров. Предлагаем в Белгороде и Старом Осколе на кирпичном заводе

(«Старооскольский кирпичный завод ОСМиБТ») и комбинате строительных материалов («Комбинат строительных материалов») разместить производство нашего продукта для дальнейшего экспорта гидрофобных фильтров в другие страны и субъекты РФ, которые в них нуждаются.

Выводы:

1. Изучена литература по способам утилизации нефтепродуктов, выявлены наиболее эффективные способы, такие как биологический, физико-химический, химический и механический.

2. Для исследования был выбран шамотный кирпич как более эффективный с точки зрения пористости и лёгкости, возможности производства в Белгородской области.

3. Были произведены расчёты пористости, кажущейся и истинной плотностей, а также были рассмотрены свойства материала. Произвели модификацию поверхности. Определили угол смачивания поверхностей полученных образцов с помощью компьютерной программы. Образцы были исследованы на рамановском спектрометре, с помощью оптического и стереоскопического микроскопов.

5. Выявлены преимущества фильтра над аналогами: доступность сырья, дешевизна производства, более эффективная способность адсорбировать нефтепродукты с поверхности воды, возможность вторичного использования нефтепродуктов после их сбора, что поможет привлечь крупные нефтяные корпорации, которые заинтересованы в ликвидации убытков нефтяных аварий.

6. Предложено организовать производство гидрофобных фильтров на предприятиях Белгородской области, специализирующихся на производстве стройматериалов, и в дальнейшем экспортировать их в другие страны и регионы РФ, которые нуждаются в нашем продукте.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Аренс В.Ж., Саушин А.З., Гридин О.М.* Очистка окружающей среды от углеводородных загрязнений. - М.: Интербук, 1999. – 180 с.
2. *Гвоздев В.Д., Ксенофонтов Б.С.* Очистка производственных сточных вод и утилизация осадков. - М.: Химия, 1988.
3. *Демина Л.А.* Как отмыть "Черное золото": О ликвидации нефтяных загрязнений. / / Энергия. - 2000. - N10. - с. 51-54.
4. *Жуков А.И.* Методы очистки производственных сточных вод. Справочное пособие. - М., Стройиздат, 1977.
5. *Комарова Л.Ф.* Технология очистки промышленных и сточных вод: физико-химические, химические и биохимические методы очистки: Учебное пособие/Алтайский политехнический институт. - Барнаул, 1983.
6. *Кушелев В.П.* Охрана природы от загрязнений промышленными выбросами. - М.: Химия, 1979.
7. *Орлов Д.С., Малинина М.С.* и др. Химическое загрязнение и охрана почв. Словарь-справочник. М.: Агропромиздат, 1991.
8. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию/Г.С. Борисов, В.П. Брыков, Ю.И. Дытнерский и др. Под ред. Ю.И. Дытнерского. - М.: Химия, 1991.
9. Очистка сточных вод: Метод. указания к курсовому и дипломному проектированию / Владим. Гос. Ун-т; Сост.: Н.В. Селиванова, Н.А. Андрианов. Владимир, 2002.
10. http://www.bashneft.ru/company/career/vacancy/5335/

Приложения

№1

Технические характеристики и фотография спектрометра
«Рамановский экспресс-анализатор R532+»:



Лазер		Спектрометр	
		Спектральный диапазон	100–6000 $см^{-1}$ (100-4000 $см^{-1}$)
Длина волны	532 нм	Спектральное разрешение:	5-8 $см^{-1}$ (4-6 $см^{-1}$)

Детектор		Оптическая схема	
Тип детектора	ПЗС-линейка	Фокусное расстояние	75 мм
Число пикселей	3648	Входная щель	20 мкм
Размер пикселей	8 мкм x 200 мкм	Дифракционная решетка	голографическая 1800 штрихов/мм
Темновой ток	630 e/пиксель/с		
Шум считывания	30 e rms		
Динамический диапазон	2100		
Максимальный квантовый выход	90%		
Время интеграции	10 мс – 500000 мс		

Электротехнические характеристики		Физические характеристики	
USB	1 внешний порт 2.0	Габариты	230 мм x 145 мм x 55 мм
Входное напряжение	100 – 240 В, 50 – 60 Гц	Вес	1,5 кг
Системные требования	Windows XP и выше		

№2

Фотографии трёх видов масел, использованных для модификации поверхности:





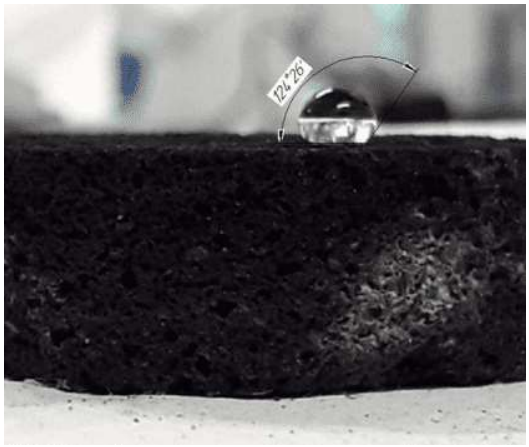


№3



Рис. – «Шамотный кирпич»

№4

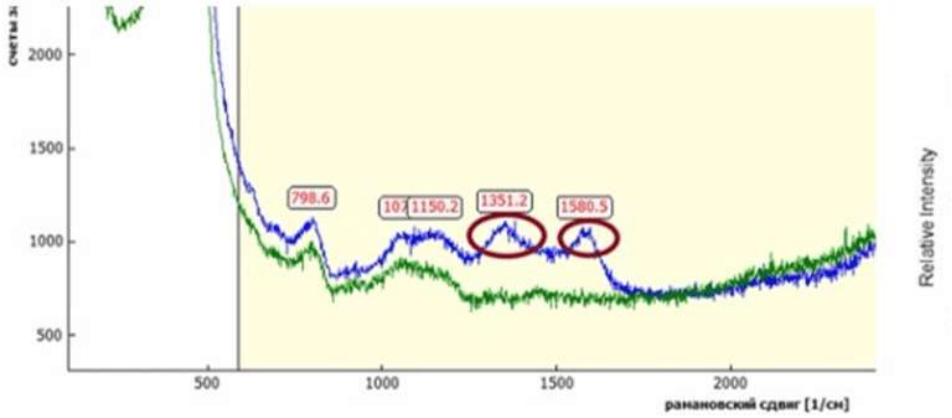


ШТЛ-0,4



ШТЛ-0,6

№5



Проведение водоизоляционных работ, закачкой глинистого экрана с предварительным проведением специальных ГИС
(Carrying out water isolation works, injection of a clay screen with preliminary carrying out of special GIS)

Кокшаров Станислав Игоревич
Геолог 2 категории
ООО «Лукойл - Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз»
Научный руководитель: ведущий инженер ОТПН Горбунов Николай Александрович
Право на научную разработку принадлежит ООО "Лукойл - Западная Сибирь"

АННОТАЦИЯ

В процессе эксплуатации скважин, возникает необходимость в селективной обработке призабойной зоны пласта, с целью интенсификации притока как по причине рисков роста обводненности, так и по причине неоднородности объектов – закачиваемый состав поступает в зоны повышенной проницаемости, зачастую наиболее обводненные. Как следствие, нефтенасыщенные зоны интервала перфорации с более низкой проницаемостью остаются слабо дренируемыми, либо вообще не подключенными в процессе добычи нефти.

Для включения в работу низкопроницаемых интервалов пласта и достижения эффекта от технологии ВИР, предлагается новый подход к проведению мероприятия, который заключается в проведении специальных исследований по определению профиля приёмистости при различных давлениях закачки, т.к пласты зачастую имеют несколько пропластков и чтобы определить давление, при котором начинает принимать интересующий интервал пласта, нужно провести данные исследования на различных режимах. Определенное при проведении исследований давление и будет являться конечным при проведении ВИР хим. звеном.

Разработанный метод отличается особыми характерными свойствами, поэтому, при проведении мероприятий по внутрипластовой водоизоляции с применением предлагаемого подхода важно учитывать его специфику и придерживаться строгой последовательности технологических операций при подготовке скважины, закачке и приготовлении жидкостей.

ABSTRACT

In the process of well operation, there is a need for selective processing bottom-hole formation zone with the aim of intensification of influx at the growth risk of flooding, and because of the heterogeneity of objects to be injected, the composition flows in zones of increased permeability, often the most flooded. As a result, oil-saturated zones of the perforation interval with lower permeability remain poorly drained, or not connected at all in the process of oil production.

To include low-permeable reservoir intervals and achieve the effect of VIR technology, a new approach to the event is proposed, which consists in conducting special studies to determine the pickup profile at different injection pressures, since layers often have several layers and to determine the pressure at which the reservoir interval of interest begins to take, it is necessary to conduct these studies at different modes. The pressure determined during the research will be the final one during the VIR chemical link.

The developed method has special characteristic properties, so it is important to take into account its specifics and adhere to a strict sequence of technological operations during well preparation, injection and preparation of liquids when carrying out measures for intra-reservoir water isolation using the proposed approach..

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
Водоизоляционные работы, глинистый раствор, специальные геофизические исследования.

KEYWORDS
Water isolation works, clay solution, special geophysical research.

ВВЕДЕНИЕ

Непрерывно растущий на месторождениях ТПП «Повхнефтегаз» фонд обводненных высокодебитных скважин требует внедрения новых кардинальных решений в проблеме прорыва нагнетаемых вод по отдельным высокопроницаемым промытым каналам.

Актуальность данной темы имеет место и в проблеме “запирания” системы сбора скважинной продукции, утилизации подтоварной воды по участку блочной кустовой насосной станции и больших затратах электроэнергии для работы высокодебитных электропогружных центробежных насосов (далее – ЭЦН).

В процессе эксплуатации скважин, возникает необходимость в селективной обработке призабойной зоны пласта, с целью интенсификации притока как по причине рисков роста обводненности, так и по причине неоднородности объектов – закачиваемый состав поступает в зоны повышенной проницаемости, зачастую наиболее обводненные. Как следствие, нефтенасыщенные зоны интервала перфорации, с более низкой проницаемостью, остаются слабо дренируемыми, либо вообще не подключенными в процессе добычи нефти.

Задачи научно-технической работы – провести геолого – промышленный анализ, оценить технологическую эффективность применяемых на месторождении ВИР, обосновать новый подход проведения мероприятия ВИР для повышения нефтеотдачи, провести экономическую оценку предлагаемого проекта.

1.Традиционный комплекс проведения ВИР

Методы водоизоляции основываются на использовании специальных технологических приемов, обеспечивающих создание барьера на пути притока воды в скважину. Создание искусственных водоизоляционных экранов – один из наиболее эффективных методов борьбы с обводнением скважин при прорыве нагнетаемых вод, в том числе подошвенных.

С целью повышения эффективности воздействия на пласт, увеличения коэффициента извлечения нефти, решения проблемы утилизации подтоварной воды путем сокращения попутно добываемой воды, а также в целях энергосбережения, пробовались различные методы проведения водоизоляционных работ с применением химических технологий повышения нефтеотдачи пластов. Наиболее распространенной стала обработка скважин эмульсионно-суспензионным составом(ЭСС).

Эмульсионно–суспензионная система воздействует на капиллярные процессы и закачивается в жидкостях на углеводородной основе, гидрофобизует поверхность, обеспечивает рост вязкости в проницаемых каналах и их временную закупорку за счет самопроизвольного эмульгирования системы при контакте с водой, насыщающей пласт. Образующаяся при этом эмульсия обладает способностью разжижаться при воздействии на нее углеводородной фазы, т.е. не препятствовать, в дальнейшем, продвижению нефти.

Кольматирующая система закачивается для формирования в призабойной зоне или в трещинах кольматирующего непроницаемого экрана в крупных и средних по раскрытости промытых каналах и закрепления всего комплекса реагентов созданием жесткого защитного водоизолирующего экрана.

Работы выполнялись следующим образом: подход бригады ПКРС - проведение подготовительных работ; специализированным звеном ПНП - проведение ВИР с хим.реагентами; бригадой ПКРС - освоение после ВИР.

2. Анализ эффекта от внедрения ВИР на Ватьеганском месторождении

По предприятию ТПП «Повхнефтегаз» от проведенных обработок по ВИР на 46 скважинах суммарная накопленная дополнительная добыча нефти, рассчитанная методом прямого счета по технологическим режимам, составила 30,605тыс.т. Сокращение попутно-добываемой воды, также рассчитанное методом прямого счета по технологическим режимам работы скважин, составило 2570,227 тыс. тонн.

Успешность по снижению попутно добываемой воды 100%, а по снижению обводненности успешность составила 85% (39 из 46), но не по всем скважинам получена дополнительная добыча нефти, это объясняется тем, что на некоторых скважинах незначительное снижение обводненности не может компенсировать дебит по нефти при значительном снижении объема добычи жидкости.

Зачастую, отсутствие эффективности было связано со следующими причинами:

- заколонная циркуляция с нижнего водоносного пропластка, технология ЭСС оказалась не эффективной в ликвидации заколонных перетоков.
- высокая выработка запасов и отсутствие перераспределения на вышележащие пропластки.
- высокая промытость пласта, по технологии ЭСС нужны большие объемы закачки хим.состава, чтобы справиться с данной проблемой, что приводит к значительному удорожанию технологии.
- вымывание искусственного водоизолирующего экрана из призабойной зоны за счет создания большей депрессии, т.к ее вязкость зависит от скорости фильтрации и градиента давления, а высокие депрессии, как правило, сопровождается высокими скоростями и градиентами.
- быстрый распад эмульсионного экрана в пластовых условиях

Проведя анализ результатов от мероприятия и выяснив основные причины кратковременного, и в то же время успешного результата был разработан принципиально новый подход к проведению мероприятия с более долгим сроком жизни и наиболее информативным.

3. Принципиально новый подход к решению проблемы

Для достижения эффекта от технологии ВИР, предлагается новый подход к проведению мероприятия который заключается в проведении спец. исследований по определению профиля приёмистости при различных давлениях закачки, для определения давления, при котором начинает принимать интересующий интервал пласта, который будет вовлечён в разработку после проведения ВИР. Это давление и будет являться конечным при проведении ВИР хим. звеном. Суть метода заключается в отсечении промытых интервалов за счет закачки глинистого раствора и подключения в работу менее проницаемых и не выработанных интервалов пласта.

Работы будут выполняться следующим образом: подход бригады ПКРС - проведение подготовительных работ; проведение специальных геофизических исследований - спец.ГИС; специализированным звеном ПНП - проведение ВИР с глинистым экраном; бригадой ПКРС - освоение после ВИР.

В ходе подготовки скважины бригадой ПКРС проводится геофизическая задача №87, по результатам которой определяется профиль притока, интервалы, которые включены в работу и дают нам жидкость в % соотношении. При проведении специальных геофизических исследований, определяется профиль приемистости и

давление при котором начинают принимать интервалы пласта. Все это нужно определить, чтобы иметь понимание, при каком давлении закачивать глинистый раствор в пласт, чтобы закольматировать только проницаемые интервалы пласта и запустить в работу менее проницаемые участки.

4. Обоснование эффективности внедрения мероприятия по новому подходу

Разработанный метод отличается особыми характерными свойствами, описанными в главе 3 данной работы, поэтому, при проведении мероприятий по внутрипластовой водоизоляции с применением предлагаемого подхода важно учитывать его специфику и придерживаться строгой последовательности технологических операций при подготовке скважины, закачке и приготовлении жидкостей.

Проведение ВИР на любой отдельно взятой скважине требуют индивидуального подхода, но несмотря на характерные особенности каждой скважины, технология проста, если соблюдать все принципы ее применения.

Техническим результатом проведения предлагаемой технологии является ограничение водопритока по системам трещин и высокопроницаемым каналам в добывающие скважины, вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти из зон с пониженной проницаемостью, перераспределения потоков и регулирования охвата пласта заводнением, увеличение добычи нефти по участкам залежей и месторождения в целом, а также увеличение радиуса проникновения глинистого состава вглубь пласта. К преимуществу данного состава можно отнести его недефицитность, дешевизна, а также экологическая безвредность.

Благодаря переходу на менее проницаемые интервалы и внедрения в работу недренируемых участков, продолжительность жизни месторождения увеличится и даст возможность добыть достаточное количество остаточных запасов нефти.

5. Критерии подбора скважин-кандидатов для опытно-промышленных испытаний

Объектами применения для комплексных водоизоляционных работ на добывающих скважинах с водоизоляционным экраном, прежде всего, являются послойно-неоднородные коллекторы, разрабатываемые как единый объект и в которых коэффициенты проницаемости, отдельных прослоев различаются в несколько раз.

Объектами применения могут быть также коллекторы, представленные одним достаточно развитым пластом большой толщины, проницаемость которого существенно изменяется по толщине.

При выборе участков для применения комплексных ВИР использовались следующие условия и критерии:

1) определяющим фактором является высокая обводненность продукции на добывающих скважинах (свыше 96%), при наличии высоких остаточных подвижных запасов нефти;

2) проблемы утилизации подтоварной воды по участку БКНС;

3) прорыв воды по одному из пропластков;

4) исправное техническое состояние;

При выборе скважин-кандидатов необходимо к каждой скважине подходить индивидуально, оценивать ее потенциальные возможности по геолого-физическим факторам и истории эксплуатации. В частности, немаловажным фактором является характер обводнения скважины, если на скважине происходил резкий скачок обводненности более чем на 20% за месяц, то вероятнее всего это НЭК, ЗКЦ или прорыв подошвенной воды в результате образования конусности. Если же происходил плавный рост обводненности, то это прорыв фронта вытеснения или подход ВНК и они являются кандидатами под ВИР.

Необходимо также учитывать изменение обводненности после форсированного отбора жидкости (на предмет образования конусности), а также снижалась ли обводненность при уменьшении отборов (при меньшей депрессии на пласт снижается и конусность), если же при снижении отборов обводненность также снижается, то это говорит об уменьшении конусности и такие скважины также являются кандидатами под ВИР.

6. Объем планируемых работ.

Обводнение скважин зачастую происходит подошвенной водой за счет заколонной циркуляции либо же за счёт образования конуса воды. В таких условиях переход работы скважин на кровельную часть пласта, содержащей значительную часть остаточных запасов, обеспечивает более длительный период эксплуатации.

Выделяются следующие группы скважин, на которых рекомендуется применение данной технологии: высокодебитные по жидкости скважины на разрабатываемых месторождениях.

Реализация данной технологии позволяет:

– увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи пластов;

–вовлечь в разработку недренируемые ранее, заводненные, водонефтяные и подгазовые зоны залежей нефти;

– увеличить или приостановить темпы снижения добычи нефти;

– сократить расход финансовых и материальных ресурсов;

– существенно уменьшить расходы на экологические мероприятия;

– увеличить отчисления в бюджеты разных уровней, сохранить рабочие места;

– подтвердить инвестиционную привлекательность разработки месторождения на любой стадии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте произведена оценка технологической эффективности системы разработки пластов АВ1-2 Ватьеганского месторождения за счет изучения геологического строения и анализа добычи жидкости по ТПП"Повхнефтегаз". Проанализировав карты суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин, проницаемости, остаточных запасов и нефтенасыщенности, а также опираясь на данные по скважинам, можно обосновать наиболее благоприятные зоны для проведения ВИР закачкой глинистого экрана с предварительным ГИС.

Исходя из результатов проведенных опытных работ на месторождении, ВИР следует считать основным методом интенсификации добычи в период высокой обводненности месторождения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Щелкачев В.Н.* Отечественная и мировая нефтедобыча. История развития, современное состояние и прогнозы. М., РГУНГ им. И.М. Губкина, 2001. 128 с.
2. РД 153-39.0-069-01, «Техническая инструкция по проведению геолого-технических исследований нефтяных и газовых скважин». 2001. 47 с.
3. *Жданов С.А.* Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов. /В сб. тр. Международного техн. симпозиума, М., Изд. Института нефтегазового бизнеса, 2002.
4. *Алварадо В., Манрик Э.*, «Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения». Издательство Технопресс. 2011. 244 с.
5. *Белкина В.А., Дорошенко А.А.*, «Оценка и прогноз эффективности методов увеличения нефтеотдачи: Учебное пособие». - Тюмень: ТюмГНГУ. 2004.

6. *Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И.* Нефтегазопромы-словая геология. - М., Недра, 2000. 260 с.
7. *Фурсов А.Я., Егоров Р.А., Быков Н.Е.* Основные требования к исходной информации и изученности параметров для проектирования разработки. /Справочник по нефтепромысловой геологии. /М., Недра, 1981. 333 с.
8. *Муслимов Р.Х.* Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Изд. Казанского Университета, 1999. 212 с.
9. *Бузинов С.Н., Умрихин И.Д.* Гидродинамические методы иссле-дования скважин и пластов, М.: Недра, 1973. 246 с.
10. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. - М.: Недра, 1986. 332 с.
11. *Бойко В.С.* Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко – М.: Недра, 1990. 427 с.
12. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л.Сургучев. – М.: Недра, 1985. 308 с.
13. *Ханин А.А.* «Породы – коллекторы нефти и газа и их изучение». Недра 1969г. 152 с.
14. Закон РФ от 10.01.2002 «Об охране окружающей природной среды».
15. Водный кодекс РФ от 16.11.1995 №167-ФЗ
16. *Газизов А.Ш., Газизов А.А.* Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 285 с.
17. Технология анализа данных об эффективности режимно-технических воздействий на скважинный фонд как система методик принятий решений при выборе эффективности ГТМ. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2006. – 16 с.

Опыт строительства с береговой зоны Балтийского моря скважин с большим отходом от вертикали месторождения D41

(The experience in construction of wells from the coastal zone of the Baltic sea with a large deviation from the vertical of the D41 offshore field)

Кривошеев Николай Вячеславович[1], Кривошеева Наталья Николаевна[2],
Рахимов Артур Рузилович[3]
[1]Ведущий инженер, [2]Инженер первой категории, [3]Начальник отдела
[1,2]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде
[3]ООО «ЛУКОЙЛ-КМН» г. Калининград
Руководители работы: заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде Шадчнев Р.А.,
заместитель генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-КМН» Андрианов В.В.

АННОТАЦИЯ

В данной работе отражен положительный опыт строительства скважин с большим отходом от вертикали в сложных горно-геологических условиях западно-куршского вала в пределах акваториальной части балтийской синеклизы.

ABSTRACT

This paper reflects the positive experience of the construction of wells with a large deviation from the vertical in the complex geological conditions of the West Curonian shaft within the water area of the Baltic syneclise.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Скважины с большим отходом от вертикали, западно-куршский вал, Балтийское море.

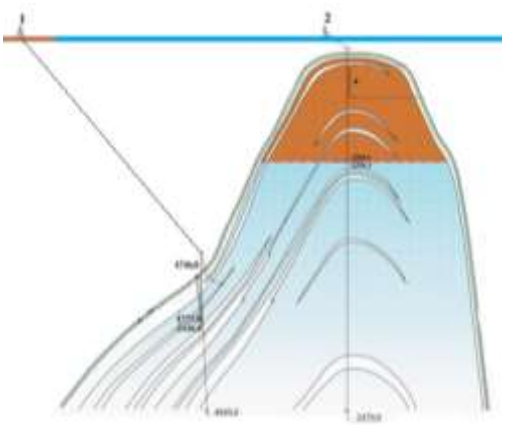
KEYWORDS

Wells with a large deviation from the vertical, the West Curonian lagoon, the Baltic sea.

С конца 60-х годов прошлого века и по сегодняшний день в Калининградской области открыты несколько десятков нефтяных месторождений (см. рис.1.а). Все эти месторождения относятся к категории мелких. Единственным продуктивным комплексом является отложения кембрия [1].



а



б

Рис. 1. а – обзорная карта; б – разрез месторождения D41

В 2012 году с берега пробурена поисково-оценочная скважина №1 D41. Скважина наклонно-направленная (пилотный ствол) с боковым горизонтальным стволом. В процессе строительства отмечаются ряд технико-технологических и геологических осложнений (см. рис.1.б). Бурение горизонтального участка было остановлено на глубине 5211 м в среднекембрийских отложениях. Скважина вскрыла периклинальную часть структуры в зоне ВНК. При опробовании получен приток жидкости с плѐнкой нефти. Скважина законсервирована [2].

Структура D41 выявлена в 1983 году в результате проведения поисковых сейсморазведочных работ МОГТ-2D на Куршском участке Балтийского моря. В данном районе открыто и эксплуатируется по сегодняшний день морское месторождение нефти Кравцовское (Д-6) [2].

С 2008 по 2011 год проведены дополнительные детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2D на южной части структуры [2].

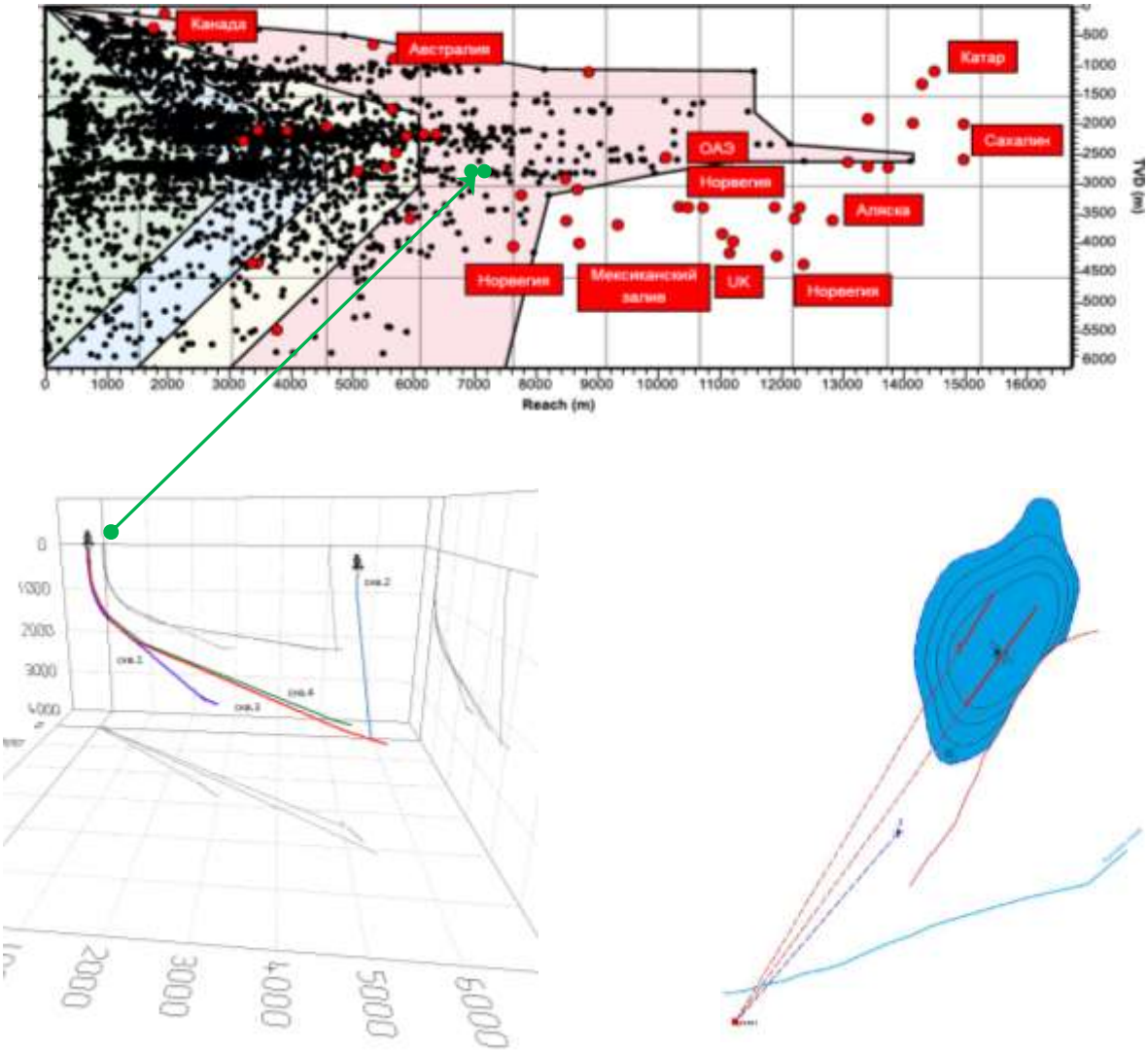


Рисунок 2. а – классификация ERD; б – фактические траектории скв.; в – структурная карта

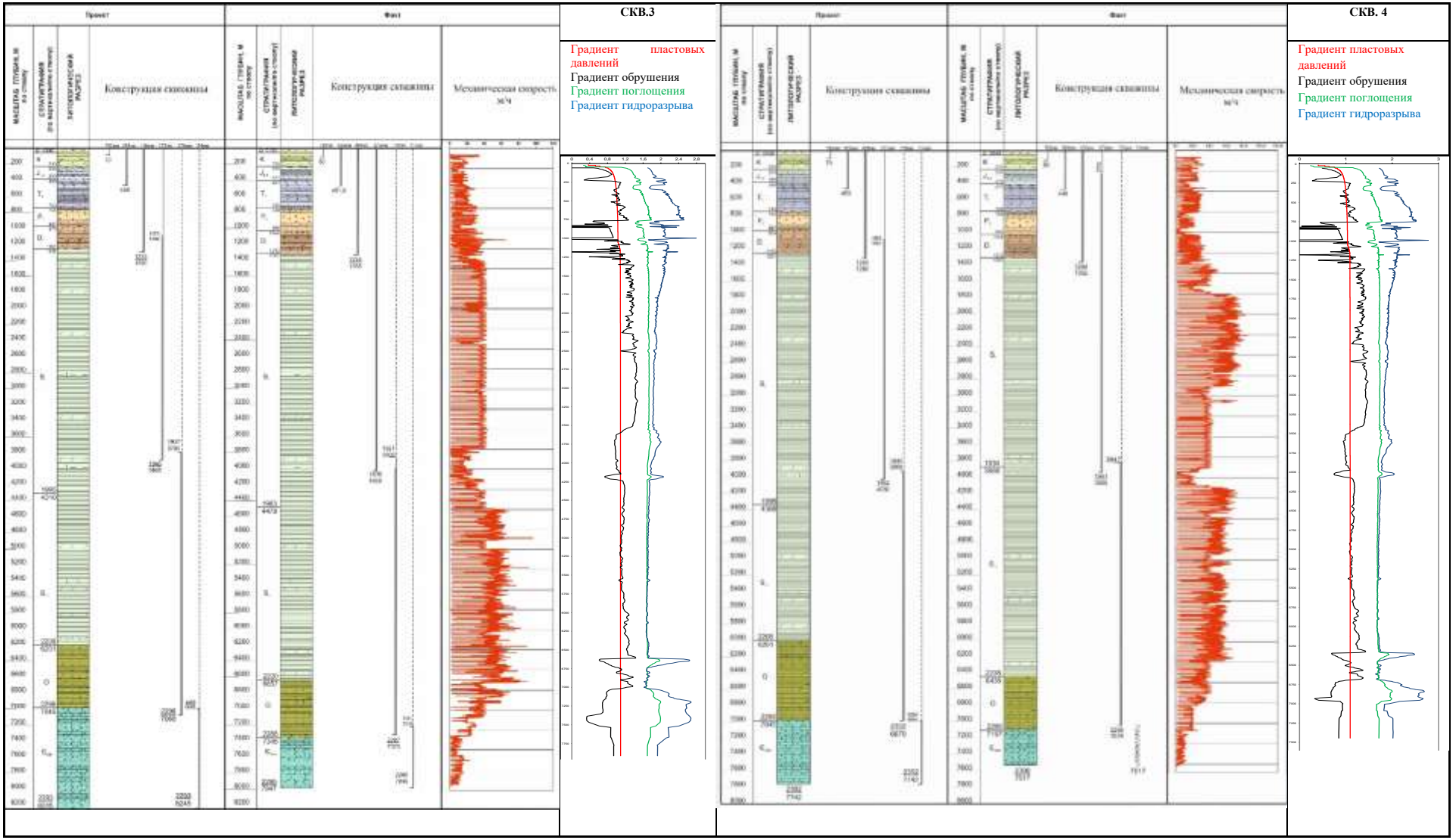


Рис. 3. Проектная и фактическая конструкция, разрез, МСП и градиенты давлений скважин №№3, 4

В 2014 году с самоподъемной буровой установки (СПБУ) «Арктическая» в сводовой части структуры пробурена поисково-оценочная скважина №2 D41. После перфорации получен приток безводной нефти [2].

В 2015 году месторождение узаконено постановкой запасов на баланс. В 2016 году запроектирована «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения D41 на шельфе Балтийского моря».

В 2017 году Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде разработан «Базовый проект» с привлечением подрядной организации и «Групповой проект» на строительство эксплуатационных скважин [3, 4].

В 2018 – 2019 годах специалистами отделов технологии строительства скважин, крепления скважин и промывочных жидкостей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде выполнено авторское и инженерно-технологическое сопровождение строительства эксплуатационных скважин.

Цель проведения анализа заключается в сокращении сроков строительства эксплуатационных скважин с большим отходом от вертикали в сложных горно-геологических условиях данного региона. По индексу сложности DDI (Directional drilling index) скв. №3 (7,11) скв. №4 (7,01) относятся к высокой степени сложности (см.рис. 2).

Фактическая коммерческая скорость бурения составила для скважины № 3 – 1604 м/ст.-мес, №4 – 2796,6 м/ст.-мес, по сравнению с №1 – 981,2 м/ст.-мес, выросла на 63,4% и 185% соответственно.

Календарное время строительства составило для скважины № 3 – 153,6 сут, №4 – 91,3 сут, по сравнению с №1 – 180 сут, уменьшилось на 17,2 % и 97,1 % соответственно [5, 6].

Строительство поисково-оценочной скважины №1 сопровождалось: постоянным ремонтом и обслуживанием систем автоматики и электроники бурового станка «ЕРМАК 6500/450 БМ»; неслаженной и не достаточно квалифицированной подготовкой персонала к проведению технологических операций на данном типе бурового станка; дополнительными рейсами по замене долот и отказам телеметрической системы; долгой подготовкой ствола к спуску обсадной колонны Ø339,7 мм в девонских и части силурийских отложениях; дополнительной проработкой интервалов затяжек и посадок в силурийских отложениях. Необходимо отметить, что Кембрийские отложения вскрывались под зенитным углом 70°, при этом наблюдались вибрационные нагрузки и неравномерность вращения, как следствие износ долота и элементов КНБК. Непроизводительное время, ремонтные работы и простои суммарно составили 31,9 сут.

Эксплуатационная скважина №3 могла показать лучший результат, так как подобранные режимно-технологические параметры углубления позволяли работать на высоких механических скоростях проходки (см. рис. 3), но непроизводительное время, ремонтные работы бурового оборудования и простои по метеоусловиям суммарно составили 66,4 сут. НПВ за рассматриваемый период составило 42 сут (28,2 % от общего фактического времени), что связано в основном с ликвидацией инцидента при цементировании эксплуатационной колонны Ø273,05 мм, спуско-подъемными операциями при отказе РУС и аномальном износе долот [5, 6]. Необходимо отметить, что Кембрийские отложения вскрывались под большим зенитным углом 87°. Также получен положительный опыт спуск хвостовика Ø114,3 мм с применением забойного вертлюга, позволяющего вращать транспортную колонну и не вращать сам хвостовик. Впервые была применена УМОШ (установка мобильная для осушения шлама) при бурении секций большого диаметра 660,4 мм и 469,9 мм, а также разработана и применена схема работы, позволяющая исключить простои на время ремонта установки.

При строительстве эксплуатационной скважины №4 был учтен опыт скважин №№1,

3, а именно:

- в процессе забивки направления Ø762 мм с определенной глубины производили подбуривание до проектной глубины забивки и последующую дозабивку;
- выбор долот соответствовал физико-механическим свойствам пород, что уменьшило количество рейсов;
- выбор режимно-технологических параметров углубления осуществлялся в соответствии с фактическими горно-геологическими условиями и расчётно-аналитически перепроверялся всеми сервисными подрядчиками;
- вскрытие Кембрийских отложений под большим зенитным углом;
- обработка и поддержание параметров бурового раствора производились на всех технологических циклах. В силурийских отложениях, где интервал представлен глинами и плотность раствора на углеводородной основе составляла 1,52 г/см^3, важным для контроля был параметр LGS (или ультрадисперсная твердая фаза выбуренной породы с низким удельным весом), пиковые значения достигали 31%. Ввиду высоких темпов наработки твердой фазы для контроля параметров и плотности бурового раствора производилось разбавление базовой жидкостью, так как работы центрифуг для поддержания удельного веса было недостаточно;
- должное внимание было уделено оснастке обсадных колонн, что позволило без проблем выполнить цементирование;
- тампонажные растворы до цементирования проверялись на совместимость со всеми технологическими жидкостями;
- в процессе цементирования соблюдалась плотностная иерархия жидкостей;
- дисциплина и культура производства всех подрядных сервисов поддерживалась на высоком уровне.

Слаженная работа службы бурения ООО «ЛУКОЙЛ-КМН», подрядных сервисов и Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» позволила сократить время строительства скважины №4 по сравнению со скважиной №1 на 91,3 %, со скважиной №3 на 68,1 %. В сумме НПВ, ремонтные работы, простои составили 5,18 сут.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Кузилов И.А., Кузилов О.И.* История проектирования разработки месторождений нефти Калининградской области. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 8/2006. Стр. 41-46.
2. *Гавура А.В., Шафиков Р.Р. и др.* Отчет «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения D41 на шельфе Балтийского моря». Москва-Волгоград, 2016 г. Стр. 255.
3. *Федотов И.Б., Шадчнев Р.А. и др*. Проектная документация «Групповой проект на бурение (строительства) эксплуатационных скважин №№3, 4, 5 на месторождении D41». Волгоград – Калининград 2017 г. Стр. 444.
4. *Нифатанов А.В., Шадчнев Р.А. и др*. Базовый проект – основные технико-технологические решения на бурение и заканчивание эксплуатационной скважины (с наибольшей протяженностью ствола) месторождения D41. Волгоград – Калининград 2017 г. Стр. 400.
5. *Шадчнев Р.А., Шарапов Д.Н и др.* Авторский надзор за строительством эксплуатационной горизонтальной скважины № 3 на месторождении D41. Волгоград 2018 г. Стр. 374.
6. *Шадчнев Р.А., Шарапов Д.Н. и др.* Авторский надзор за строительством эксплуатационной горизонтальной скважины № 4 на месторождении D41. Волгоград 2019 г. Стр. 259.

Применение методов математического анализа для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие для оптимизации процессов разработки месторождений (Application of mathematical analysis methods to assess the impact of injection wells on producing wells to optimize field development processes)

Кутырев Антон Олегович[1], Мельников Виталий Николаевич[2]
[1]Инженер, [2]Начальник отдела
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

АННОТАЦИЯ

Целью работы является упрощение получения данных о степени и направлении влияния нагнетательных скважин на показатели добывающих для подбора мероприятий, направленных на повышение эффективности заводнения. Для решения этой задачи был создан алгоритм, в котором применён метод математического анализа данных. Интерпретация и анализ результатов выполненных исследований позволяют выявить участки с неэффективным воздействием для последующего подбора на них геолого-технических мероприятий по оптимизации системы заводнения.

ABSTRACT

The aim of the work is to simplify the acquisition of data on the degree and direction of the influence of injection wells on production indicators for the selection of measures aimed at increasing the efficiency of water flooding. To solve this problem, an algorithm was created in which the method of mathematical analysis of data was applied. Interpretation and analysis of the results of the studies performed allows us to identify areas with ineffective impact for the subsequent selection of geological and technical measures to optimize the waterflooding system.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Эффективность системы заводнения, добывающие и нагнетательные скважины, математический анализ данных.

KEYWORDS

The effectiveness of the waterflooding system, production and injection wells, mathematical analysis of data.

Введение

В настоящее время на территории Западной Сибири разрабатывается множество месторождений, находящихся в эксплуатации продолжительное время. Такие месторождения характеризуются значительной выработкой запасов, большим объемом фактической информации о работе скважин и широким спектром исторических мероприятий и методов, применяемых в разработке. Для подобных месторождений характерна сложность доизвлечения нефти ввиду обводнения разрабатываемых пластов и их неполного охвата заводнением даже при оптимально подобранной системе воздействия.

Повлиять на это могут различные геологические, тектонические, стратиграфические нарушения, расчленённость пласта, наличие связей, перетоков между пропластками, анизотропная среда, не позволяющие организовать равномерное эффективное воздействие [1].

Актуальность

В таких случаях для выравнивания выработки запасов необходим подбор мероприятий, направленных на повышение эффективности заводнения. Для этого на начальном этапе необходимо оценить распространение закачиваемого агента, установить связь между нагнетательными и добывающими скважинами, определить влияние закачки на изменение параметров добывающих скважин, максимально точно отследить потоки жидкости, поступающие от нагнетательных скважин к добывающим.

Обычно при выполнении такого анализа рассматриваются графики стандартного вида, включающие в себя значительное количество показателей эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин (рисунок 1). Влияние одного параметра на другой в таком множестве информации выявить очень сложно. Кроме того, по таким графикам проблематично оценить влияние, проявляющееся с течением времени.



Рисунок 1. Стандартный вид графика, используемый для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие

Основная часть

Для упрощения решения этой задачи на начальном этапе было предложено рассматривать влияние только одного показателя нагнетательной скважины на один добывающей, применить сдвиг во времени работы добывающей скважины относительно нагнетательной, для перехода к безразмерным величинам применить логарифмирование.

Были проведены исследования и в ряде рассматриваемых случаев наибольшую эффективность в визуализации показал сдвиг по времени, в ряде других – применение логарифмирования данных. Однако, выполнение работ оставалось трудоёмким и затратным по времени.

В таких условиях было принято решение применить метод математического анализа данных. Начальным условием для решения задачи стало рассмотрение одной нагнетательной скважины и до шести добывающих (рисунок 2), расположенных в ближайшем окружении, работавших совместно от 6 и более месяцев в один и тот же период времени.

Параметрами нагнетательных скважин, влияние которых рассматривалось, являлись:

– закачка, $м^3$;

– приёмистость, $м^3$/сут;

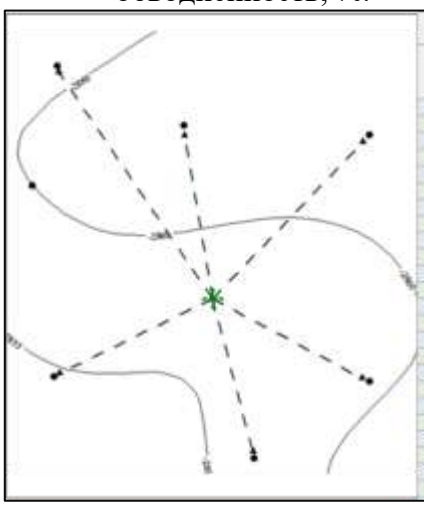
– давление на устье, атм.

Параметрами добывающих скважин, на которые рассматривалось влияние,

являлись:

– дебит жидкости, т/сут;

– обводнённость, %.



Период		Нагн. 2958			Доб. 2968		Доб. 2957		Доб. 2945		Доб. 2948У	
Дата	Пласты	Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Давление на устье (по методу), атм	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность (весовая), %	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность (весовая), %	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность (весовая), %	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность (весовая), %
01.07.1992	ЮВ1/1	9080	302,7	140			17,2	99,4	6,2	14,7	5	98,8
01.08.1992	ЮВ1/1	3049	294,9	140			19,3	99,8	5,8	14,5	5	98,2
01.09.1992	ЮВ1/1						20,6	99,9	6,6	14,4	4,8	98,9
01.10.1992	ЮВ1/1						28,8	99,8	16,3	14,5	5,7	98,6
01.11.1992	ЮВ1/1						33,8	99,8	22	14,4	5,2	44,5
01.12.1992	ЮВ1/1	1382	170,3	140	19	30,8	40,4	99,8	22,2	14,4	5,2	44,4
01.01.1993	ЮВ1/1	6731	217,1	140	26,4	33,9			20,7	14,3	4,9	44,4
01.02.1993	ЮВ1/1	13884	424,4	140	37,9	71,8			20,8	14,3	4,9	44,5
01.03.1993	ЮВ1/1	11748	379	140	37,2	71,8			20	14,3	4,8	43,9
01.04.1993	ЮВ1/1	11747	391,6	140	33,8	71,7	3,5	57,1	20,8	14,4	5	44,2
01.05.1993	ЮВ1/1	11748	379	140	33,8	71,3	4,2	57,1	20,1	14,4	4,9	44,1
01.06.1993	ЮВ1/1	11331	377,7	140	27,4	84,4	3,7	84,3	7,6	2,2	6,6	11,8
01.07.1993	ЮВ1/1	11748	379	139	25,4	28,9			7,3	2,9	9	15,1
01.08.1993	ЮВ1/1	11748	379	139	44,3	9,4			7,2	2,4	9	15,1
01.09.1993	ЮВ1/1	10779	359,3	140	29,4	70					8	14,9
01.10.1993	ЮВ1/1	11200	364,5	140	26,7	42,3					7,1	14,6
01.11.1993	ЮВ1/1	10075	335,8	140	25,4	84,4					7	14,8
01.12.1993	ЮВ1/1	11200	364,5	140	27,7	36					5,8	14,9
01.01.1994	ЮВ1/1	9681	311,3	140	27,2	36					6,3	14,9
01.02.1994	ЮВ1/1	9694	343	140	18,2	34,5					5,3	14,8
01.03.1994	ЮВ1/1	8220	265,1	140	28,7	35,2					4,2	15,2
01.04.1994	ЮВ1/1	5891	196,4	140	20,2	37,1	4	75	9	17,6	4,4	15,2
01.05.1994	ЮВ1/1	5111	164,9	140	35,6	37	4	75,2	8,5	17,4	4,2	15,4
01.06.1994	ЮВ1/1	6778	225,9	140	20,6	9,4	3,6	74,8	7,4	17,6	8,9	15,3

Рисунок 2. Данные по исследуемым скважинам

После внесения основных данных с помощью математических алгоритмов находилась связь между каждым из параметров за каждый месяц и с помощью свода данных формировалось визуальное отображение полученного результата.

Сам же свод данных отражал величину коэффициента корреляции, другими словами, значимость влияния одного из параметров нагнетательной скважины на один из параметров добывающей (рисунок 3).

Свод		Нагнетательная 9273			Нагнетательная 9273 - 1 месяц			Нагнетательная 9273 - 2 месяц			Нагнетательная 9273 - 3 месяц			Нагнетательная 9273 - 4 месяц		
		Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Устьевое давление	Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Устьевое давление	Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Устьевое давление	Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Устьевое давление	Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Устьевое давление
Добывающая 9146	Дебит жидкости, т/сут	-0,24672	0,010372	-0,60413	-0,21927	0,036342	-0,42532	-0,31475	-0,0708	-0,11867	-0,18851	-0,01764	0,04658	0,089416	0,019348	-0,02787
	Обводненность,%	-0,16984	0,037429	-0,3174	0,17231	0,164451	-0,43008	0,096805	0,240317	-0,39851	0,307534	0,384281	-0,45208	0,307626	0,399025	-0,53115
Добывающая 9147	Дебит жидкости, т/сут	0,183954	-0,15381	-0,57752	-0,37433	-0,31497	-0,55078	-0,14796	-0,11034	-0,54849	0,164134	0,160921	-0,56064	0,327873	0,492531	0,4996
	Обводненность,%	0,02062	-0,28399	0,54899	0,022815	-0,26241	0,415507	0,013181	-0,28319	0,262484	0,190873	-0,15772	-0,0361	0,492215	0,116522	-0,81114
Добывающая 9272	Дебит жидкости, т/сут	-0,12459	-0,23193	-0,08833	-0,1462	-0,15769	-0,19127	-0,11544	-0,21293	-0,38058	0,198919	0,034831	-0,19554	0,520829	0,453904	-0,89695
	Обводненность,%	-0,00149	-0,04463	-0,05098	0,220367	0,293801	-0,07903	0,279476	0,214883	-0,19143	0,238871	0,292307	-0,32314	0,606344	0,553041	-0,68806
Добывающая 9274	Дебит жидкости, т/сут	-0,14299	0,146541	-0,73644	-0,20067	0,162559	-0,56525	-0,06502	0,272134	-0,3784	0,1142	0,255102	-0,51082	0,093106	0,307098	-0,58543
	Обводненность,%	-0,28218	-0,58303	-0,13066	-0,17378	-0,25976	-0,1135	0,029139	0,019907	-0,0948	0,220979	0,242796	-0,07042	0,44736	0,449052	-0,24295
Добывающая 9278	Дебит жидкости, т/сут	-0,20833	-0,05292	-0,31472	-0,2923	-0,25997	-0,38897	-0,26967	-0,22964	-0,38811	-0,19161	-0,21367	-0,45012	-0,14347	-0,09017	-0,19408
	Обводненность,%	-0,24173	-0,39073	-0,1018	-0,15881	-0,29813	-0,25378	-0,14116	-0,15826	-0,29487	-0,08432	-0,11251	-0,42911	0,106475	0,069833	-0,34683
Добывающая 9284	Дебит жидкости, т/сут	0,116267	0,039622	0,792317	0,302343	0,227913	0,833231	0,202795	0,051698	0,777789	0,035833	-0,12565	0,710666	-0,02222	-0,21664	0,624916
	Обводненность,%	0,025353	-0,14923	0,894208	-0,064003	-0,11022	0,919038	-0,02699	-0,2444	0,913824	-0,11014	-0,37065	0,8884	-0,16569	-0,48333	0,827382

– отрицательный коэффициент корреляции

– низкий коэффициент корреляции

– высокий коэффициент корреляции

Рисунок 3. Макет таблицы с коэффициентами корреляции между параметрами

Одной из особенностей данного метода явилась возможность визуализации данных по каждой скважине с помощью графиков, построенных по логарифмированным данным корреляционного ряда, что позволило оценить степень влияния одного из показателей эксплуатации нагнетательной скважины на показатели добывающей без учета различных единиц измерения и размерности величин.

Рассмотрим график, на котором отображено влияние устьевого давления нагнетательной скважины на дебит жидкости и обводнённость одной из добывающих скважин (рисунок 4). По изображению можно сделать вывод о том, что после запуска нагнетательной скважины её влияние на параметры добывающей возрастало, и было сильным довольно долгое время, причём влияние на каждый из параметров было практически одинаковым.

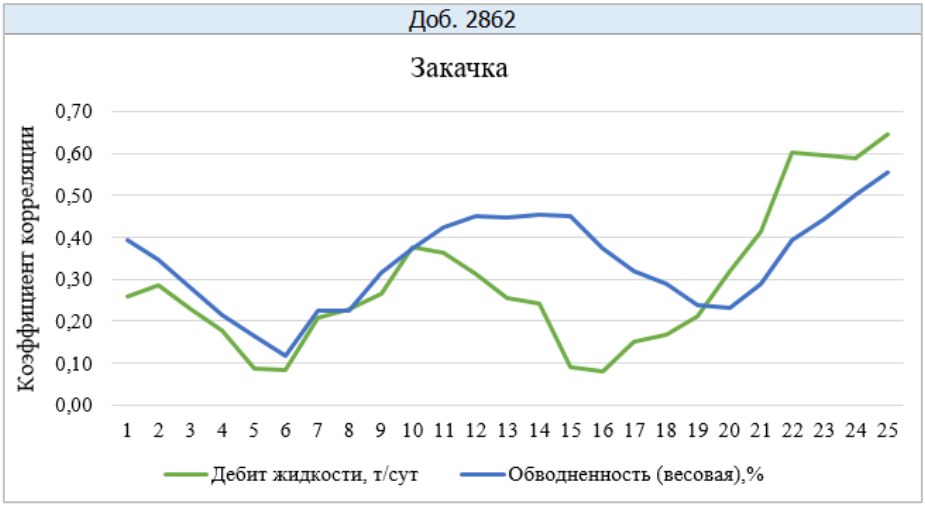


Рисунок 4. График влияния закачки на дебит жидкости и обводнённость

На следующем этапе для упрощения восприятия автоматически формировалась таблица с краевыми значениями коэффициента корреляции и месяцем, в котором эти значения появились (рисунок 5).

		Максимальное значение			Месяц		
нагн. 2861		Закачка	Приемистость	Давление на устье	Закачка	Приемистость	Давление на устье
Доб. 2876	Дебит жидкости, т/сут	-0,08	0,01	0,40	1	1	24
	Обводненность (весовая),%	0,62	0,64	0,41	23	23	0
Доб. 2860	Дебит жидкости, т/сут	0,70	0,99	0,70	7	15	6
	Обводненность (весовая),%	1,00	0,00	0,88	17	17	14
Доб. 2846	Дебит жидкости, т/сут	0,98	1,00	0,56	13	18	12
	Обводненность (весовая),%	0,72	0,00	1,00	16	17	15
Доб. 2877	Дебит жидкости, т/сут	0,92	0,95	0,99	17	20	17
	Обводненность (весовая),%	0,86	0,00	0,96	17	23	16
Доб. 2848	Дебит жидкости, т/сут	0,84	0,97	0,24	7	20	22
	Обводненность (весовая),%	0,84	0,97	0,25	7	20	22
Доб. 2848Л	Дебит жидкости, т/сут	0,54	0,52	0,19	0	0	19
	Обводненность (весовая),%	0,12	0,15	0,65	24	24	24
		Минимальное значение			Месяц		
нагн. 2861		Закачка	Приемистость	Давление на устье	Закачка	Приемистость	Давление на устье
Доб. 2876	Дебит жидкости, т/сут	-0,50	-0,42	-0,25	11	11	1
	Обводненность (весовая),%	0,10	0,05	-0,32	1	1	17
Доб. 2860	Дебит жидкости, т/сут	-0,87	-0,73	-0,93	16	1	15
	Обводненность (весовая),%	-0,80	-1,00	-0,28	9	17	8
Доб. 2846	Дебит жидкости, т/сут	-1,00	-0,47	-0,88	18	7	17
	Обводненность (весовая),%	-0,81	-0,94	-0,35	5	13	7
Доб. 2877	Дебит жидкости, т/сут	-0,87	-0,90	-0,94	22	11	20
	Обводненность (весовая),%	-0,94	-0,99	-0,91	22	11	18
Доб. 2848	Дебит жидкости, т/сут	-0,86	-0,13	-1,00	21	1	20
	Обводненность (весовая),%	-0,86	-0,10	-0,99	21	1	20
Доб. 2848Л	Дебит жидкости, т/сут	-0,41	-0,43	-0,45	23	23	5
	Обводненность (весовая),%	-0,57	-0,57	-0,14	5	5	6

Рисунок 5. Макет таблицы с краевыми значениями коэффициентов корреляции между параметрами

Дальнейшее упрощение, для максимально удобного нанесения связей на карты, сводилось к простому отображению наличия или отсутствия связи на основе заданного пограничного прямого или обратного коэффициента корреляции (рисунок 6).

Нагн. 2861		Максимальное значение			КФ
		Закачка	Приемистость	Давление на устье	0,7
Доб. 2876	Дебит жидкости, т/сут	связи_нет	связи_нет	связи_нет	
	Обводненность (весовая),%	связи_нет	связи_нет	связи_нет	
Доб. 2860	Дебит жидкости, т/сут	связь_есть	связь_есть	связи_нет	
	Обводненность (весовая),%	связь_есть	связи_нет	связь_есть	
Доб. 2846	Дебит жидкости, т/сут	связь_есть	связь_есть	связи_нет	
	Обводненность (весовая),%	связь_есть	связи_нет	связь_есть	
Доб. 2877	Дебит жидкости, т/сут	связь_есть	связь_есть	связь_есть	
	Обводненность (весовая),%	связь_есть	связи_нет	связь_есть	
Доб. 2848	Дебит жидкости, т/сут	связь_есть	связь_есть	связи_нет	
	Обводненность (весовая),%	связь_есть	связь_есть	связи_нет	
Доб. 2848Л	Дебит жидкости, т/сут	связи_нет	связи_нет	связи_нет	
	Обводненность (весовая),%	связи_нет	связи_нет	связи_нет	

Нагн. 2861		Минимальное значение			КФ
		Закачка	Приемистость	Давление на устье	-0,7
Доб. 2876	Дебит жидкости, т/сут	связи_нет	связи_нет	связи_нет	
	Обводненность (весовая),%	связи_нет	связи_нет	связи_нет	
Доб. 2860	Дебит жидкости, т/сут	связь_есть	связь_есть	связь_есть	
	Обводненность (весовая),%	связь_есть	связь_есть	связи_нет	
Доб. 2846	Дебит жидкости, т/сут	связь_есть	связи_нет	связь_есть	
	Обводненность (весовая),%	связь_есть	связь_есть	связи_нет	
Доб. 2877	Дебит жидкости, т/сут	связь_есть	связь_есть	связь_есть	
	Обводненность (весовая),%	связь_есть	связь_есть	связь_есть	
Доб. 2848	Дебит жидкости, т/сут	связь_есть	связи_нет	связь_есть	
	Обводненность (весовая),%	связь_есть	связи_нет	связь_есть	
Доб. 2848Л	Дебит жидкости, т/сут	связи_нет	связи_нет	связи_нет	
	Обводненность (весовая),%	связи_нет	связи_нет	связи_нет	

Рисунок 6. Макет таблицы с отображением наличия или отсутствия связи

На основе данной таблицы полученные взаимосвязи наносились на карту для выполнения требуемого анализа влияния нагнетательных скважин на добывающие (рисунок 7).

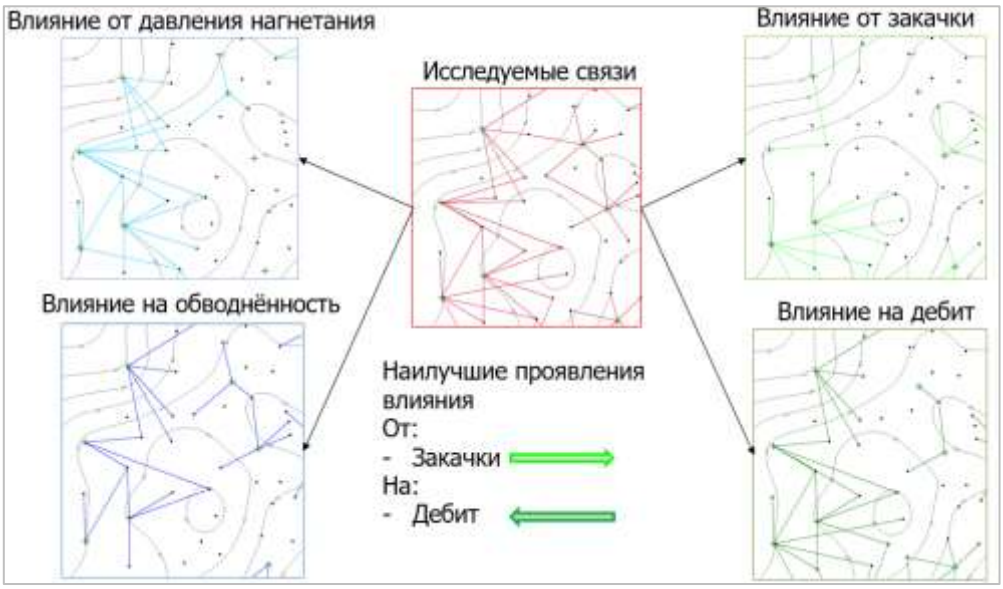


Рисунок 7. Схема с отображением исследованных и полученных связей

Следующим шагом стало опробование созданного алгоритма.

Поскольку охватить исследованиями крупный объект целиком на начальном этапе довольно сложно, целесообразно применить алгоритм на одной залежи, имеющей достаточно долгую историю разработки и проблемы низкой эффективности системы поддержания пластового давления (ППД).

В качестве такой залежи была выбрана одна из крупнейших залежей объекта $ЮВ_1$

Повховского месторождения – залежь № 2.

Залежь характеризуется сложным геологическим строением (неоднородность по площади и разрезу), преждевременным обводнением в условиях значительной перекомпенсации в начальный период разработки, высокой долей неработающего фонда и значительными текущими извлекаемыми запасами [2].

После проведения большого количества экспериментов и разделения полученных результатов по степени и параметрам влияния, они были отображены на залежи (рисунок 8). Красными линиями отображались все исследуемые связи, линиями другого цвета – связи, показавшие высокий коэффициент корреляции.

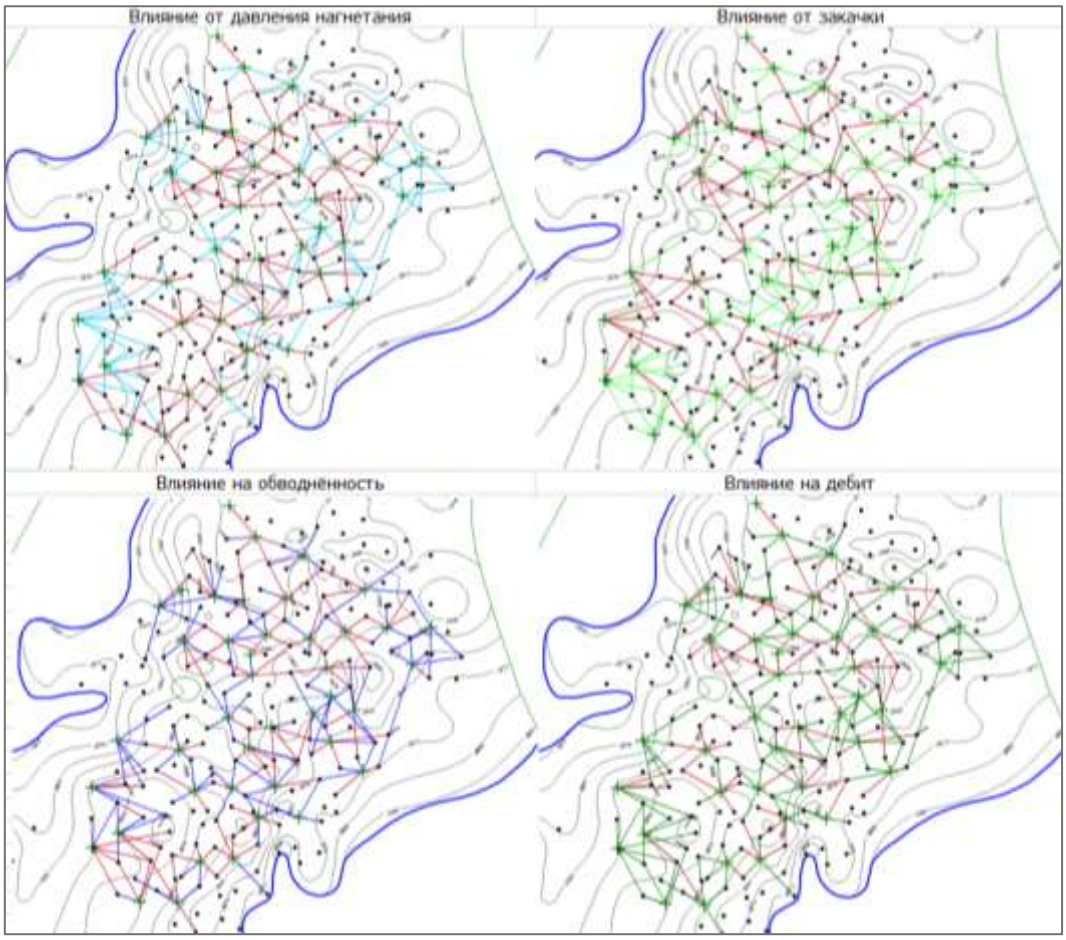


Рисунок 8. Отображение параметров влияния на карте залежи

После интерпретации полученных данных и выделения зон наилучшего воздействия было выявлено несколько факторов, способных в положительную сторону повлиять на повышение эффективности системы ППД:

- положительное влияние закачки при расстановке нагнетательных скважин в пониженной части, а добывающих – в купольной;
- отсутствие необходимости увеличивать давление нагнетания и объём закачиваемой жидкости, способные привести к прорывам, поскольку влияние нагнетаемой жидкости становится результативным без кардинальных изменений, но по прошествии некоторого большего периода времени, нежели считалось ранее;
- комплексный подход при запуске в работу добывающих и нагнетательных скважин может привести к равномерной и постепенной довыработке запасов [3].

Полученные в процессе проведения исследования результаты были использованы при формировании программы ГТМ на рассматриваемой залежи в рамках выполняемого

проектного документа (рисунок 9).

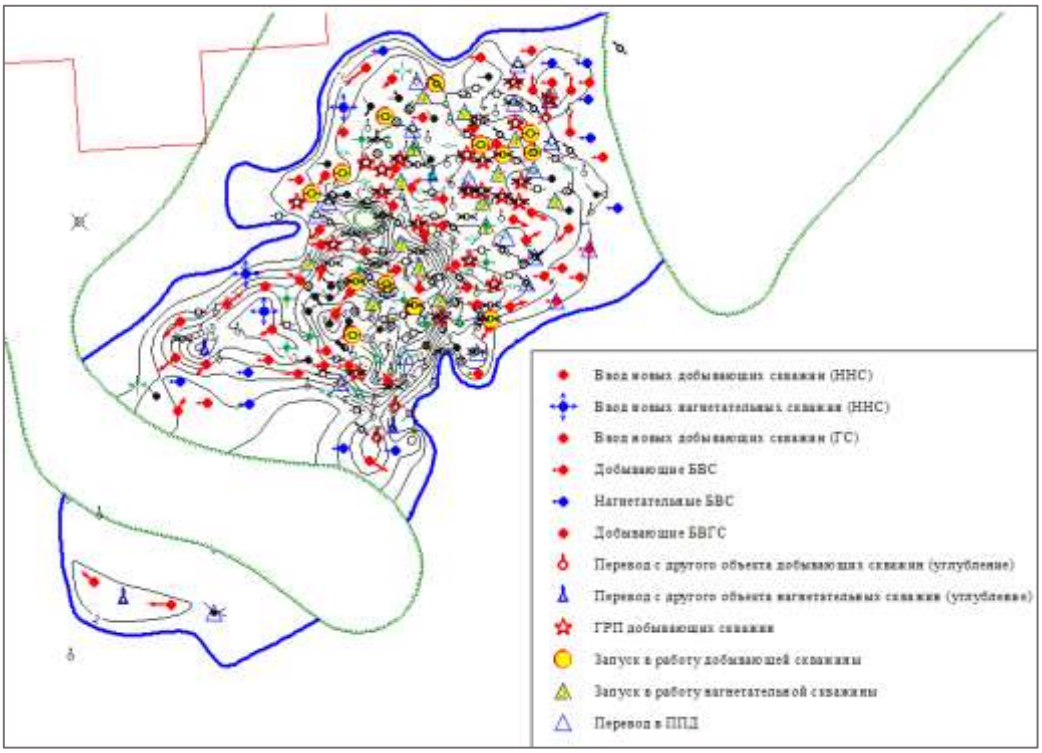


Рисунок 9 – Проектные решения, принятые с учетом данных, полученных по результатам исследования

Заключение

В качестве вывода можно сказать, что алгоритм на основе методов корреляционного анализа данных сделал получение данных о взаимосвязях между скважинами гораздо проще: после внесения исходных данных формирование всех последующих таблиц производилось в автоматическом режиме, что значительно сократило время на выполнение оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие.

В перспективе применение данного инструмента позволит выполнять оценку влияния нагнетательных скважин на добывающие без больших временных и трудовых затрат и при достаточном количестве исходной информации и грамотной интерпретации успешно реорганизовывать систему ППД на месторождениях.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Байков В.А.* Нелинейные эффекты при фильтрации флюидов в низкопроницаемой пористой среде / В.А. Байков, А.К. Макатров, М.Е. Политов, А.Г. Телин // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири: тез. докл. науч.-практич. конф.; Томск, 18-19 апреля 2011 г. – Томск: STT, 2011. – С. 164-165.

2. Дополнение к технологическому проекту разработки Повховского нефтяного месторождения ХМАО – Югры Тюменской области / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. – Тюмень, 2019.

3. *Сургучев Л.М.* Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи / Л.М. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 5. – С. 50–54.

К вопросу продуктивности единичных скважин в ряде площадей республики Саха (Якутия)

(On the issue of productivity of individual wells in a number of areas of the republic of Sakha (Yakutia))

Лемешев Яков Вениаминович[1], Сивцев Алексей Иванович[2]
[1]Студент, [2]Доцент, к.г.-м.н.
СВФУ

АННОТАЦИЯ

Проведен аналитический обзор единичных промышленных притоков нефти и газа в ряде районов Якутии. Было высказано предположение, что образовавшиеся промышленные притоки приурочены к зонам разрывных нарушений «цветкового». Все рассмотренные площади находятся или находились в зонах реализации субгоризонтальных тектонических движений сжатия и сдвига. В качестве примера более подробно рассмотрены особенности нефтегазоносности Южно-Тигянской площади. Исходя из предложенной модели нефтегазоносности площадей, сделан вывод о направлении геологоразведочных работ в «цветковых» структурах на нижние потенциально питающие участки недр.

ABSTRACT

An analytical review of individual industrial inflows of oil and gas in a number of regions of Yakutia was conducted. It was suggested that the resulting industrial tributaries are confined to zones of discontinuous violations of the "flower". All the considered areas are located or were located in the zones of implementation of subhorizontal tectonic movements of compression and shear. As an example, the features of the oil and gas potential of the South Tigyan area are considered in more detail. Based on the proposed model of oil and gas bearing areas, it is concluded that the direction of exploration in the “flower” structures to the lower potentially feeding areas of the subsurface.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Единичные притоки, разрывные нарушения, «цветковые» структуры, Южно-Тигянская площадь, перспективы нефтегазоносности Западной Якутии.

KEYWORDS:

Individual tributaries, discontinuous violations, "flower" structures, South Tigian area, prospects of oil and gas potential of Western Yakutia.

Введение

В настоящее время на территории Юго-Западной Якутии недропользователями проводятся широкомасштабные геологоразведочные работы на нефть и газ. Традиционно на лицензионных участках выполняется некоторый объем сейсморазведочных работ с выделением перспективных структур и реализуется бурение одного двух скважин. По результатам испытаний скважин принимается решение о продолжении работ, либо сдают лицензии обратно. Вместе с тем известны площади, где из ряда поисково-разведочных скважин промышленные притоки нефти и газа получены только в единичных скважинах (Буягинская, Кэдэргинская, Русскореченская, Южно-Тигянская).

Рассмотрение условий получения промышленных притоков и возможных причин отсутствия в соседних скважинах позволит приблизиться к понимаю особенностей нефтегазоносности перспективных территорий и повысит эффективность геологоразведочных работ.

Постановка проблемы

Первый на территории Якутии промышленный приток газа был получен на северо-западном склоне Алданской антеклизы из скважины №1 на Русскореченской площади в 1953 г. Аварийный выброс природного газа с ориентировочным дебитом до 100 тыс. $м^3$/сут был получен предположительно из рифейских отложений. После обсадки и цементажа скважины повторное испытание не дало результатов. Исчезновение притока газа из скважины было объяснено следующими возможными причинами: образованием гидратов в призабойной зоне пласта, выработкой небольшой линзы газа, дегазацией залежи тяжелой нефти и глубоким проникновением цемента в призабойную зону пласта. Бурение и испытание скважин дублеров (Русскореченские 2 и 3) также не дали результатов.

В 2019 году ПАО «НК «Роснефть» пробурила в непосредственной близости от Русскореченской скважины №1 поисковую скважину Среднеленская №1-П. Скважина по всем 5 испытанным объектам оказалась «сухой».

На Буягинской площади, которая находится на северо-западном склоне Сунтарского поднятия в зоне сочленения с Ыгыаттинской впадиной, из скважины №664 был получен промышленный приток из терригенного харыстанского продуктивного горизонта с дебитом до 332,7 тыс. $м^3$/сут. В других 3-х скважинах (№№661, 662, 663) харыстанский горизонт вовсе не выделялся. Вместе с тем в скважине №662 несколько выше по разрезу из осинского горизонта был получен приток газа 29,2 тыс. $м^3$/сут при испытаниях в колонне и 6,5 $м^3$/сут нефти в открытом стволе с интервала залегания юряхской, кудулахской и успунской свит. Был сделан вывод о сложном и ограниченном строении харыстанского горизонта.

Похожая ситуация наблюдается и в Кэдэргинской структуре, которая расположена на северо-восточном борту Березовского прогиба. Из 6 поисково-разведочных скважин только в одной был получен аварийный дебит газа в 2047,4 тыс. $м^3$/сут из ичерского горизонта И-I. Скважина как аварийная была ликвидирована. В остальных продуктивных скважинах дебиты из ичерского горизонта незначительны: 432 (дублер 431) – 37,75 тыс. $м^3$/сут, 438 – 80 тыс. $м^3$/сут, 435 – 5,27 тыс. $м^3$/сут.

Весьма вероятно, получение в скважине №431 высокого дебита (2047 тыс. $м^3$/сут) из метегеро-ичерского комплекса отложений с небольшой эффективной толщиной (3,2-8,4 м) и не выдающимися ФЕС (Кп – 8÷14%) было обусловлено подключением другого большого дренируемого объема через разрывные нарушения.

Экспериментальная часть

Своеобразная нефтеносность устанавливается в пределах Южно-Тигянского месторождения тяжелой нефти, где из нескольких скважин только в одной Р-102 получен промышленный приток нефти.

Южно-Тигянское месторождение находится в пределах Анабаро-Хатангской седловины (западное обрамление Лено-Анабарского прогиба). Месторождение приурочено к одноименной брахинантиклинальной складке субширотного простирания. Месторождение приурочено к одноименной брахинантиклинальной складке субширотного простирания.

Его размеры по нижнемеловым отложениям составляют 19×6 км, амплитуда – 700 м. Шарнир складки образует два купола – западный и восточный, разделенные седловиной, при этом восточный купол выше западного примерно на 200 м. Вскрытый глубоким бурением разрез на месторождении представлен верхнепалеозойско-нижнемезозойским комплексом терригенных отложений. В невскрытой части предполагается развитие довольно мощного терригенно-карбонатного среднепалеозойского (до 1 км), карбонатного нижнепалеозойского (до 1,3 км) и докембрийского чехла.

Промышленная нефтегазоносность Южно-Тигянского месторождения связана с отложениями (горизонт) кровельной части нижнекожевниковской свиты нижней перми. Продуктивный горизонт XI с суммарной толщиной 70-90 м залегает в интервале глубин 1580-1720 м. Максимальный приток в 15,3 $м^3$/сут нефти был получен в скважине Р-102, заложенной на западном куполе. Из этой же скважины был получен приток газа до 1445 $м^3$/сут. В других скважинах на западном куполе дебиты варьируются от 0,1 до 2 $м^3$/сут. На восточном куполе притоки нефти не превышают 0,3 $м^3$/сут. Плотность нефти высокая – от 0,930 до 0,970 г/$см^3$, в среднем 0,950 г/$см^3$ [1].

В работе [1] был сделан вывод о том, что повышенный дебит скважины Р-102 обусловлен глубинной подпиткой залежи по установленному разрывному нарушению из подсолевых среднепалеозойских отложений. Наличие разрывных нарушений в районе скважины Р-102, в том числе взбросовых, было достоверно установлено последними сейсморазведочными работами 2012 года (Рисунок 1, А).

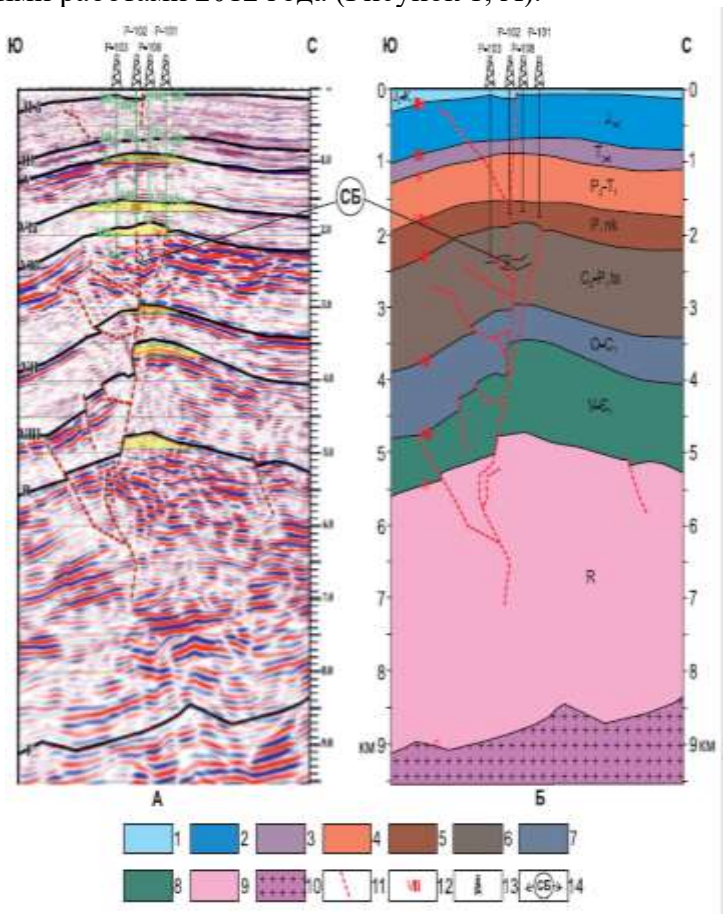


Рисунок 1. – Сейсмогеологический разрез по участку профиля 050311 на западном куполе Южно-Тигянской структуры.

Условные обозначения: отложения: 1 – верхнеюрско-нижнемеловые, 2 – нижне-среднеюрские, 3 – средне-верхнетриасовые, 4 – верхнепермско-нижнетриасовые, 5 – нижнекожевниковская свита нижней перми, 6 – верхнекаменноугольно-нижнепермские (тустахская свита), 7 – ордовикско-нижнекаменноугольные, 8 – венд-нижнекембрийские, 9 – рифейские; 10 – фундамент; 11 – разрывные нарушения; 12 – индексы отражающих горизонтов; 13 – скважины; 14 – зона перехода взброса на сброс.

Данное разрывное нарушение для западного купола имеет вид центрального или осевого сброса до середины отложений, ограниченных отражающими горизонтами VII и VIб (средний карбон – тустахская свита нижней перми). Впрочем, центральным он является только в отложениях среднего и верхнего палеозоя западного свода, а в слоях рифея и нижнего палеозоя смещается на южную периферию складки. Вертикальные

перемещения слоев составляют 100-200 м. Из рисунка 1 (А и Б) видно, что с глубины 2,4 км разрывное нарушение принимает вид взброса. С интервала залегания продуктивного горизонта XI в южном направлении вырисовывается дополнительное разрывное нарушение (взброс), где плоскость сместителя наклонена на юг, амплитуда взброса представляется небольшой – 30-40 м. Данное разрывное нарушение северо-западного простирания не осложняет восточный купол Южно-Тигянской площади. Кроме того, в описаниях кернового материала установлены многочисленные зеркала скольжения и зоны дробления, которые свидетельствуют о субгоризонтальных перемещениях. Здесь комплекс разрывных нарушений создает структуру «цветкового типа».

Выводы

По всей видимости, во всех рассмотренных площадях имеет место быть глубинная (внерезервуарная) подпитка вскрытых продуктивных интервалов. Как известно, Кэдэргинская и Русскореченская площади находятся в зоне влияния активных тектонических движений. В настоящее время тектоническая активность фиксируется в Байкальской рифовой зоне (БРЗ) по повышенной сейсмичности. При этом на основе анализа фокальных механизмов землетрясений было установлено, что от среднего течения р. Олекма на восток превалируют усилия сжатия в БРЗ [2]. В условиях сжатия могут образовываться так называемые «цветковые» структуры, пронизывающие разрез разрывными нарушениями, похожими на цветок (рисунок 1). Нужно заметить, что территория сочленения северо-западного склона Алданской антеклизы и Березовского прогиба пронизана роем даек среднепалеозойского возраста северо-восточного простирания. Напряжения сжатия нормальные направлению даек могли способствовать образованию «цветковых» структур.

На территориях расположения Буягинской и Южно-Тигянской площадей активные тектонические процессы в настоящее время не устанавливаются, но они происходили в недалеком геологическом прошлом [3]. Эти процессы также вполне могли обусловить своеобразное перераспределение скоплений УВ по разрезу и в плане.

Если представить, что современные поисковые работы в пределах Южно-Тигянской площади были реализованы без бурения в районе скважины Р-102, а только на других участках площади, скорее всего недропользователь сдал бы лицензию обратно.

В обозначенных геолого-тектонических представлениях для открытия крупных залежей геологоразведочные работы должны быть направлены и акцентированы на поиск нижних питающих горизонтов с использованием уже на поисковом этапе технологию МОГТ-3D. К территориям с потенциальным развитием «цветковых» структур в пределах Республики Саха (Якутия) можно отнести Северо-Западный склон Алданской антеклизы, Предпатомский (Нюйско-Джербинская и Березовская прогибы), Предверхоянский и Лено-Анабарский прогибы.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Сивцев А.И., Чалая О.Н., Зуева И.Н.* Модель Южно-Тигянского месторождения тяжелой нефти // Георесурсы. 2017. Т. 20. № 4. Ч.2. С. 279-283.

2. *Козьмин Б.М., Голонецкий С.И., Николаев В.В.* и др. Афтершоки Южно-Якутского землетрясения 20 апреля 1989 г. Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 1993. 66 с.

3. *Гусев Г.С., Петров А.Ф., Фрадкин Г.С.* и др. Структура и эволюция земной коры Якутии. М.: Наука, 1985, 248 с.

Кластеризация данных при геолого-промысловом анализе
(Data clustering in geological analysis)

Лобанов Петр Юрьевич[1], Радевич Юлия Евгеньевна[2]
[1]Инженер, [2]Инженер 1 категории
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Научный руководитель: к.т.н. Анкудинов Александр Анатольевич

АННОТАЦИЯ

Выделено две группы скважин по характеру обводнения на основании ручного анализа и программного продукта Microsoft Azure. Разработан алгоритм работы с программой и представлен сравнительный анализ полученных результатов.

ABSTRACT

Two groups of wells were distinguished by the nature of watering based on manual analysis and Microsoft Azure software product. An algorithm for working with the program is developed and a comparative analysis of the results is presented.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Обводненность, анализ данных, экспоненциальная зависимость, кластеризация.

KEYWORDS

Water cut, data analysis, exponential dependence, clustering.

С каждым днем объем задач, которые должен решать специалист нефтегазовой отрасли за короткие сроки, растет. Так, для выделения закономерностей распределения фонда скважин от определенного показателя уйдет огромное количество времени, поскольку анализ промысловой информации по более чем 1000 скважинам является трудоемким.

В представленной работе в качестве объекта исследования выбран объект $ЮВ_1$ Ватьеганского месторождения в связи с длительным периодом эксплуатации месторождения и значительным объемом промысловой информации по нему.

Целью работы является поиск инструмента, позволяющего сократить обработку промысловой информации и получить результаты, схожие с обработкой этой же информации специалистом ручным способом [1].

Data Mining – собирательное название, используемое для обозначения совокупности методов обнаружения в данных ранее неизвестных, нетривиальных, практически полезных и доступных интерпретации знаний, необходимых для принятия решений в различных сферах человеческой деятельности [2].

Data Mining развивалась на стыке таких дисциплин, как статистика, теория информации, машинное обучение, поэтому большинство алгоритмов были разработаны на основе различных методов из этих дисциплин. Data Mining включает в себя: теорию баз данных, распознавание образов, описательную статистику, машинное обучение, визуализацию, алгоритмизацию, искусственный интеллект. При этом существует большое количество программ для реализации задач Data mining, например, R-Studio, Microsoft Azure MLS, Orange и др. [3].

Первым этапом работы было выделение скважин, наиболее подходящих для исследования, из массива, состоящего из 700 скважин. Отобраны 50 скважин с продолжительным периодом работы и в динамике показателей которых не наблюдалось влияния сторонних факторов. В результате, на основании анализа таких показателей, как обводненность, добыча нефти, добыча жидкости, были выделены две группы. К первой

группе относятся скважины, которые после ввода в эксплуатацию имеют достаточно продолжительный период работы с низкой обводненностью продукции. Вторая группа характеризуется постоянным темпом обводненности с первого месяца работы до последнего.

Вторым этапом работы был поиск алгоритма, позволяющего сократить время выделения групп скважин на основании уже полученной выборки. В своей работе нами использовался один из методов Data Mining – кластеризация. Представим, что необходимо разделить объекты (точки) на два кластера. Изначально выбираем центры кластеров случайным образом, затем относим все точки к тому кластеру, к которому каждая точка ближе. После чего можно посчитать центр кластера прямо по точкам. Вычислив среднее арифметическое по точкам из одного кластера, пересчитываем центр. Когда центры сдвинулись, распределение точек по кластерам также изменится. Снова относим точки к тому кластеру, центр которого ближе, и получаем новые кластеры. Теперь можно опять уточнить центр кластеров. Таким образом, выполняя несколько итераций, постепенно сходимся к ответу [4].

В результате множества подходов было выявлено, что максимальная связь наблюдается при загрузке в Microsoft Azure не самой динамики показателей обводненности, как в случае с обработкой информации инженером, а коэффициентов экспоненциальной функции, которой описана динамика.

Данное программное обеспечение может быть использовано бесплатно, имеет интуитивно понятный интерфейс, а также встроенные модули, в которых реализованы различные алгоритмы, при этом соблюдается конфиденциальность загружаемых данных ввиду их обезличенности [5].

Чтобы создать эксперимент в «Студии машинного обучения», выполняются следующие шаги:

1) передача набора данных в виде CSV-файла (табличные данные в текстовом формате) в Студию машинного обучения;

2) создание эксперимента и использование модуля «Select Columns in Dataset» (выбор столбцов в наборе данных) для выбора тех же признаков данных, что используются в MS Excel;

3) использование модуля «Split Data» (разделение данных) в режиме относительного выражения, чтобы разделить данные на точно такие же наборы данных для обучения, как в MS Excel.

В результате анализа, проведенного в Microsoft Azure, 47 скважин из 50 определились со 100 % сходимостью, в то время как три скважины выделились в противоположные группы (вследствие того, что метод, применяемый в работе, «жёсткий» и относит ту или иную скважину к одной определённой группе). Таким образом, погрешность составила 6 % относительно анализа, проведённого специалистом. Время, затраченное на разделение Microsoft Azure полученной информации, составило порядка 30 секунд, что значительно меньше времени, затраченного на обработку инженером.

Далее работа была проведена на более крупном по накопленной информации объекте разработки Ватьеганского месторождения - объекте $АВ_{1-3}$.

Подгрузив исходные данные по более чем трем тысячам скважин, нами получено следующее деление на группы (рисунок 1):

- первая группа – скважины с практически линейной зависимостью темпа роста обводненности продукции;

- вторая группа – скважины с самым продолжительным безводным периодом в начале эксплуатации и постепенным плавным ростом обводненности продукции по мере дальнейшей эксплуатации;

- третья группа – скважины с быстро растущей динамикой обводненности продукции в начале эксплуатации и эксплуатирующиеся в дальнейшем с высокой долей обводненности продукции.

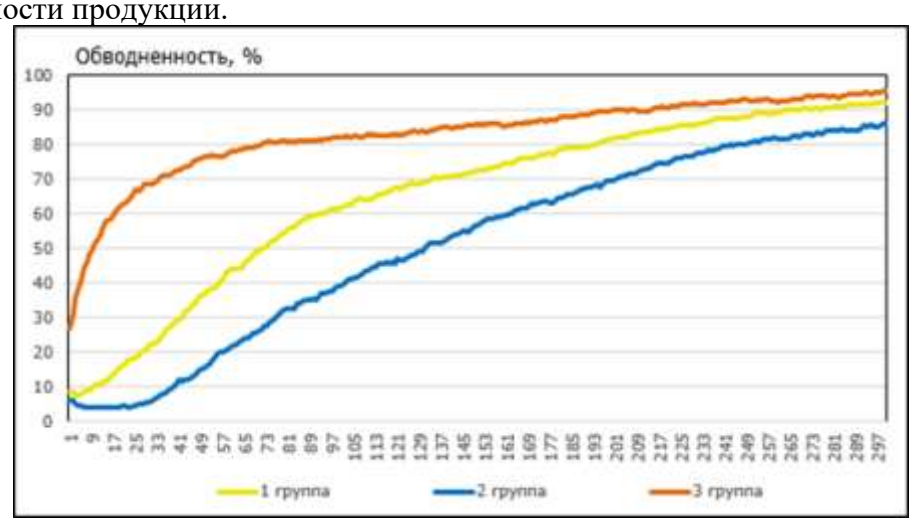


Рисунок 1. Динамика обводненности продукции скважины

Нанеся полученные три группы скважин на фациальную карту зональных неоднородностей, можно охарактеризовать, в каком кластере чаще всего встречается та или иная группа скважин (рисунки 2 и 3) [6].

Таким образом третья группа скважин преобладает в 1, 2 и 3 кластерах. Первые три кластера, характеризующиеся наличием песчаного тела в верхней части пласта, образуют русло реки, простирающейся в почти субширотном направлении.

Вторая группа скважин чаще всего встречается в 6 и 7 кластерах. Зона 7-го типа разреза характеризуется большей частью глинистыми отложениями.

Первая группа скважин преобладает в 4, 5 кластерах, характеризующихся наличием песчаного тела в нижней части пласта.

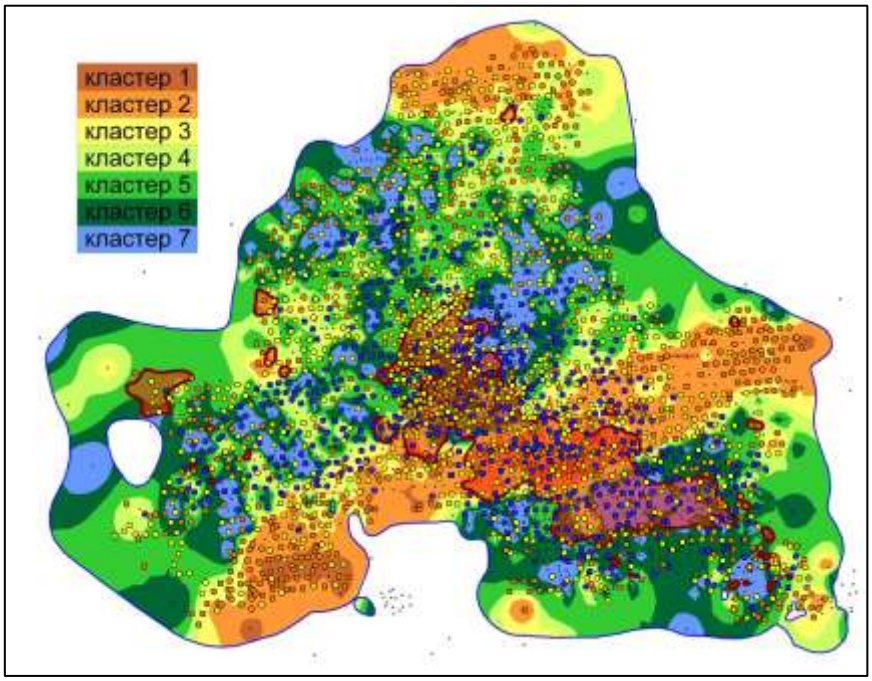
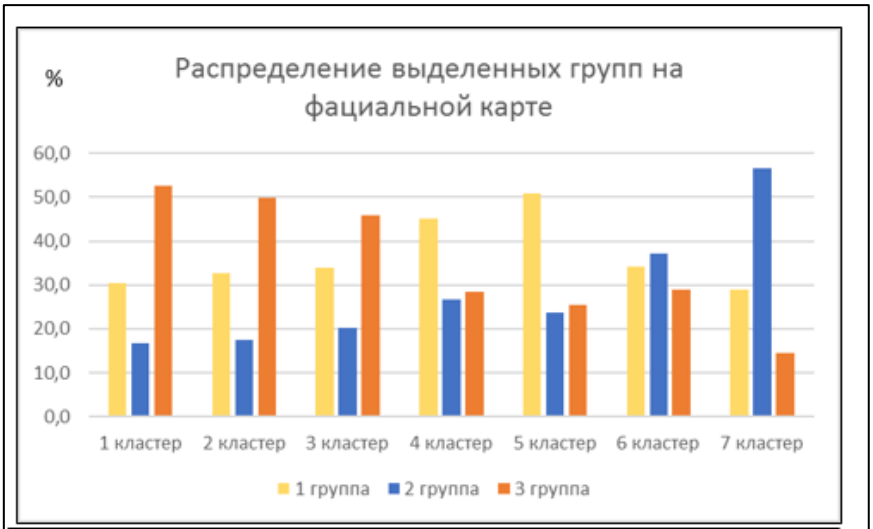


Рисунок 2. Карта зональных неоднородностей пласта $АВ_{1-2}$ Ватьеганского месторождения



	1 кластер	2 кластер	3 кластер	4 кластер	5 кластер	6 кластер	7 кластер
1 группа	30,5 %	32,7 %	33,9 %	45,0 %	50,8 %	34,1 %	29 %
2 группа	16,8 %	17,5 %	20,2 %	26,7 %	23,7 %	37,0 %	56,4 %
3 группа	52,6 %	49,7 %	46,0 %	28,3 %	25,4 %	28,8 %	14,5 %
	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Рисунок 3. Процентное распределение выделенных групп скважин относительно фациальной карты

Выполненная работа указывает на возможность применения методов Data Mining для анализа большого количества информации в нефтегазовой отрасли с существенной экономией времени. Подход, используемый в работе, может быть распространен на другие эксплуатационные объекты и месторождения, а также задачи по поиску взаимосвязи различных параметров.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р.Д. Каневская. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
2. *Полякова Н.С.* Разработка методики прогнозирования технологической эффективности повторного ГРП на действующем фонде / Н. С. Полякова, Ю.Е. Радевич, Л.Н. Ваганов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 2. – С. 49-51.
3. Электронный ресурс // URL: http://pandia.ru/text/78/271/8297.php.
4. *Колемаев В.А.* Теория вероятностей и математическая статистика / В.А. Колемаев, О.В. Староверов, В.Б. Турундаевский. – М.: Высш. шк., 1991. – 400 с.
5. *Макарова Н.В.* Статистика в Excel / Н.В. Макарова, В.Я. Трофимец. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 368 с.
6. Дополнение к технологическому проекту разработки Ватьеганского месторождения / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. – Тюмень, 2016.

Эволюция доктринальных оснований обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации в современных условиях
(Evolution of energy security doctrinal basis in the Russian Federation in the current conditions)

Малых Анастасия Евгеньевна
Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к. полит. н., доцент Медведев Д.А.

АННОТАЦИЯ

В современном мире, в условиях глобализации, вопрос обеспечения безопасности становится особо актуальным по причине появления всё новых видов угроз и вызовов, которые могут существенно повлиять на функционирование и развитие в целом любой системы. Обеспечение безопасности в сфере энергетики является принципиально важным, поскольку добыча нефти и газа, экспорт энергоресурсов является ключевым направлением деятельности для многих государств, в том числе и Российской Федерации. В сфере обеспечения энергетической безопасности России основным документом, регулирующим деятельность по охране и защите объектов ТЭК (топливно-энергетического комплекса), является Доктрина энергетической безопасности. Цель данной работы – провести оценку отечественных юридических мер по обеспечению безопасности объектов ТЭК. Задачи работы – рассмотреть положения Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации, перспективы развития энергетической безопасности в России в связи с актуальной ситуацией в мире.

ABSTRACT

In the modern world in the context of globalization and integration of many of the processes into information environment, an issue of security becomes in particular relevant because of the emergence of new threats and challenges, which can have a significant impact on functioning and development of any system. Energy security is of great importance because of oil and gas production and energy export being a fundamental field of activities of many countries, including Russia. In the field of energy security of Russia, the main document regulating the protection and protection of fuel and energy complex facilities is the Energy Security Doctrine. The aim of this article is to assess domestic legal measures to ensure the safety of fuel and energy facilities. The tasks of the article are to consider the provisions of the Doctrine of Energy Security of the Russian Federation, prospects for the development of energy security in Russia in connection with the current situation in the world.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Энергетическая безопасность, перспективы, Российская Федерация.

KEYWORDS

Energy security, perspective, the Russian Federation.

Энергетическая безопасность – состояние защищённости экономики и населения страны от угроз национальной безопасности в сфере энергетики, при котором обеспечивается выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации требований к топливо- и электроснабжению потребителей, а также выполнение экспортных контрактов и международных обязательств РФ[47].

[47] Доктрина энергетической безопасности (ст.4 п.«а»).

Новая Доктрина энергетической безопасности была утверждена Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216. Положения Доктрины отражают изменения в международной обстановке и внутренней политике Российской Федерации, закрепляют основные направления деятельности по обеспечению безопасности в энергетической сфере, в соответствии с актуальной внешне- и внутриполитической ситуацией.

Согласно Доктрине энергетической безопасности, система обеспечения безопасности в сфере энергетики входит в состав системы обеспечения национальной безопасности. Обеспечение энергетической безопасности осуществляется на постоянной основе: как в мирное время, так и в период чрезвычайных ситуаций, мобилизации и военного положения (ст.30).

В документе отражены внешнеэкономические, внешнеполитические вызовы для энергетики РФ, военно-политические и внутренние угрозы. В качестве угроз Доктрина закрепляет в том числе трудности в выходе России на новые энергетические рынки, дискриминацию российских организаций ТЭК в связи с вводимыми другими государствами ограничениями, препятствия в реализации экспорта российских энергоресурсов.

Кроме того, в соответствии с Доктриной создаётся «система управления рисками», выполняющая задачи по своевременному реагированию на вызовы и угрозы. Полномочиями в рамках реализации деятельности по обеспечению энергетической безопасности наделяется Правительство РФ, органы государственной власти субъектов РФ, Совет Безопасности.

Одним из внешнеэкономических вызовов является увеличение доли возобновляемых источников энергии на мировом рынке. Доктрина энергетической безопасности, согласно ст.24 п.«д» в качестве основного направления деятельности провозглашает повышение конкурентоспособности России на мировом энергетическом рынке. Следовательно, в перспективе можно рассматривать включение положения о деятельности по развитию отечественного рынка и экспорта возобновляемых источников энергии, что и будет способствовать повышению спроса на российские энергоресурсы. Необходимость в этом проявляется и с тенденцией в замещении нефтепродуктов другими энергетическими ресурсами.

Ст.8 п.«д» определяет текущую ситуацию на мировом энергетическом рынке и закрепляет формирование глобального рынка сжиженного природного газа и увеличение спроса на так называемое «топливо будущего». В связи с этим, для стабильного положения России на энергетическом рынке, требуется увеличение добычи природного газа и его экспорта, что будет соответствовать спросу на международном энергетическом рынке.

В Доктрине энергетической безопасности закрепляется как внешнеполитический вызов ускоренный переход к «зелёной экономике» (ст.9), который устанавливает взаимосвязь природной среды и экономической деятельности, проявляясь в направленности на рациональное природопользование и защиту окружающей среды.

Доктрина закрепляет то, что ТЭК представляет собой основу энергетики Российской Федерации, которая «вносит значительный вклад в национальную безопасность и социально-экономическое развитие страны».

Следует отметить, что в настоящее время обеспечение безопасности объектов ТЭК является важным для сохранения устойчивого экономического развития РФ. Несмотря на ожидаемое снижение в 2020 году доли нефтегазовых доходов федерального бюджета, уровень поступлений остаётся по-прежнему значительным – 35%, или 7,472 триллиона рублей по сообщениям Министерства финансов РФ. Также Россия является одной из крупнейших стран-экспортёров нефти.

Российская Федерация находится в списке мировых лидеров по количеству энергетических ресурсов. Так, на 14 марта 2019 года, по подсчётам Министерства природы РФ, государство имеет в запасе нефть и газ на 39,6 триллионов и 11,3 триллионов рублей соответственно, что определяет значимость нефтегазовых доходов для экономического развития страны.

В качестве внутреннего вызова Доктрина энергетической безопасности определяет «переход Российской Федерации к новой модели социально-экономического развития», что подразумевает под собой трансформацию экономики для повышения производительности труда и эффективности экономической деятельности. Задачей РФ является достижение сбалансированного экономического развития по всей стране.

Актуальными рисками в обеспечении энергетической безопасности являются: несоответствие российского технологического уровня мировому и зависимость от иностранных поставок оборудования и другого вида технологий, недостаточный уровень защищённости от актов незаконного вмешательства, недостаточная инновационная активность и развитие нормативно-правовой базы (ст.20).

В ст.7 Доктрины закрепляется позиция РФ относительно международного сотрудничества в энергетической сфере. Россия «вносит существенный вклад» в деятельность по обеспечению международной энергетической безопасности. Также РФ сотрудничает с другими странами в противодействии изменению климата и глобальному потеплению, что подчёркивает направленность Доктрины на защиту окружающей среды.

Важным фактором в обеспечении безопасности является наличие нормативно-правовой базы. Стратегия национальной безопасности РФ, являясь базовым документом стратегического планирования в сфере национальной безопасности, закрепляет только общие направления деятельности и не определяет положение энергетической безопасности, при этом выделяя несколько других сфер деятельности, где необходимо обеспечение безопасности.

Ст.22 п.«д» в рамках реализации цели по поддержке состояния защищённости экономики и населения страны закрепляет деятельность по регулированию цен на продукцию организаций ТЭК. Следует отметить, что контроль цен представляется достаточно трудным аспектом деятельности, поскольку могут наступить чрезвычайные обстоятельства, в условиях которых цены на нефтепродукты регулировать практически невозможно.

С начала 2020 года нефтегазовая индустрия в мире переживает кризис в связи со стремительным падением цен на энергоносители, причинами которого стали как сложности при подготовки новой сделки ОПЕК+, так и последствия пандемией COVID-19 и снижение спроса на топливо по всему миру. По подсчётам экспертов Центра энергетики Московской школы управления «Сколково», при наихудшем развитии событий доходы России от экспорта энергоресурсов могут упасть в 11 раз, а падение ВВП (валового внутреннего продукта) ожидается на 5-13%, что представляет угрозу для экономического развития России в целом[48].

Ситуация в сфере энергетической безопасности России спустя год после принятия Доктрины значительно изменилась и характеризуется нестабильной экономической и политической ситуацией в мире. В условиях сохранения традиционных источников угроз (терроризм, обострение военной обстановки в районах добычи и транспортировки), они дополняются многовекторными вызовами развитию российского ТЭК (политико-экономические санкции, кибератаки и др.). В этой связи представляется важным дополнение перечня вызов, содержащихся в Доктрине, факторами

[48] Исследование «Коронакризис: влияние COVID-19 на ТЭК в мире и в России».

«посткоронавирусного мира» и стратегическим изменением баланса на мировом рынке энергоносителей.

В заключении важно подчеркнуть, что эволюция доктринальных основ обеспечения энергетической безопасности России характеризуется последовательностью, глубоким анализом внешних и внутренних вызвовов российской энергетике, однако в условиях значительных изменений в мировой энергетики и наблюдаемой стратегической нестабильности требует актуализации и дополнения в аспекте долгосрочных вызовов, имеющих гибридный, многовекторный характер.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации: Указ Президента России от 13 мая 2019 г. № 216 // Собрание законодательства. — 2019. — № 20, (20 мая). — С. 12231-12241 (ст. 2421).
2. О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации: Указ Президента РФ от 31 декабря 2015 г. № 683 // Собрание законодательства. — 2016. — № 1, (4 янв.). — С.497-518 (ст.212).
3. *Гриняев С.Н., Правиков Д.И., Медведев Д.А.* Комплексная безопасность ТЭК как объект научного анализа // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики: Серия «Естественные и технические науки». — 2019. — № 3/2. — С. 24–30.
4. Коронакризис: влияние COVID-19 на ТЭК в мире и в России / Т. Митрова, Е. Грушевенко и др. / Центр энергетики Московской школы управления «Сколково». — М.: Сколково, 2020. — 65 с.
5. *Жаворонкова Н.Г., Шпаковский Ю.Г.* Новая Доктрина энергетической безопасности России: вопросы стратегического планирования // Проблемы национальной стратегии — 2019. — № 4(55). — С. 187-196.
6. *Шестопалов П.В.* Энергетическая безопасность: определение понятия и сущность // Бизнес в законе — 2012. — №5. — С. 200-201.

Внедрение установки предварительного сброса воды на пункте подготовки и сбора нефти «Ярега»

(Preliminary water removal unit implementation at the “Yarega” oil treatment plant)

Мороз Александр Сергеевич
Инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», НШПП «Яреганефть»

АННОТАЦИЯ

На основании проведенных опытно-промысловых испытаний предлагается внедрить установку предварительного сброса воды. Внедрение данной установки позволить в значительной мере повысить энергоэффективность процесса подготовки тяжелой нефти, нормализовать температурные режимы эксплуатации сооружений по подготовке воды, а также повысить качество подготовки нефти и воды.

ABSTRACT

Based on the pilot field tests, it is proposed to introduce a preliminary water discharge installation. The introduction of this installation will significantly increase the energy efficiency of the heavy oil preparation process, normalize the operating temperature of water treatment facilities, and also improve the quality of oil and water treatment.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Установка предварительного сброса воды, подготовка воды, подготовка нефти, тяжелая нефть, энергоэффективность.

KEYWORDS

Preliminary water removal unit, water treatment, oil treatment, heavy oil, energy efficiency.

ВВЕДЕНИЕ

Проблема вовлечения в более активную разработку огромных ресурсов аномально вязких нефтей и битумов из года в год, по мере опережающей выработки запасов легких нефтей, становится все более актуальной. Это обусловлено, во-первых, большими запасами этих углеводородов, а во-вторых, многогранностью, сложностью, наукоемкостью задач, решаемых при их освоении.

Особое место в процессе освоения ресурсов высоковязких нефтей занимает подготовка тяжелой нефти до товарного качества. Процесс подготовки тяжелой нефти Ярегского месторождения осложнен ввиду наличия следующих факторов:

- высокая плотность нефти – 944 кг/м3;
- высокая вязкость нефти – 3000 мПа·с при t=20ºС;
- высокая обводненность нефтесодержащей жидкости – до 90%;
- повышенное содержание механических примесей – до 600 мг/л;
- наличие стойких сложных эмульсий прямого и обратного типа.

ОПИСАНИЕ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Нефтесодержащая жидкость (НСЖ) с промысла поступает на пункт подготовки и сбора нефти «Ярега» (ППСН «Ярега») с трех направлений – уклонный блок 3Т-9, Ярегская площадь и Лыаельская площадь (рисунок 1). Жидкость Ярегской и Лыаельской площади поступает на входные теплообменики и подогревается до t=75°С.

Далее вся жидкость объединяется во входном манифольде и поступает в резервуары-отстойники нефти РО-1/1,2,3,4,5 (V=4900м^3 – 5 шт). Жидкость подается в

резервуар на высоту 4 м через распределительный патрубок. Вода отделившаяся от эмульсии опускается вниз и выводится из резервуара с отметки 0,1 м. Частично подготовленная нефть поднимается вверх и откачивается с отметки 10 м. Резервуары работают в циклическом режиме (в РО-1/1, РО-1/2 подается жидкость с промысла, откачивается вода, накапливается нефтяная шапка, в РО-1/3, РО-1/4 происходит отстой нефтяной шапки в статическом режиме, в РО-1/5 сверху откачивается 900 м^3 малообводненой 6% нефтяной эмульсии, через 2-4 часа идет переключение резервуаров по кругу 1►2►3►4►5). Данный отстой нефтяной шапки необходим по причине накопления содержания механических примесей до 1000 мг/дм3 в эмульсионном слое в РО-1/1,2,3,4,5 на отметках 6-9 метров.

Подготовка нефти: Малообводненая эмульсия с отметки 10 м из РО-1,2,3,4,5 насосами Н-1/1,2,3 подается на внутренние теплообменники, где подогревается до 95°С и далее подается на прием сепараторов подготовки нефти «GEA Westfalia». При увеличении обводненности подаваемого потока нефтяной эмульсии более 6% происходит увеличение содержание механических примесей до 500-700 мг/л в результате чего подготовка данной эмульсии на центробежных сепараторов не возможна. Подготовленная нефть с выхода центробежных сепараторов поступает в резервуары буферные (Рб-1/1,2) и резервуары технологические (Рт-1/1,2) резервуары (V=4900м^3 – 4 шт) и далее насосами внешней откачки товарной нефти откачиваются в межпромысловый нефтепровод на приемо-сдаточный пункт «Ухта» (ПСП «Ухта»).

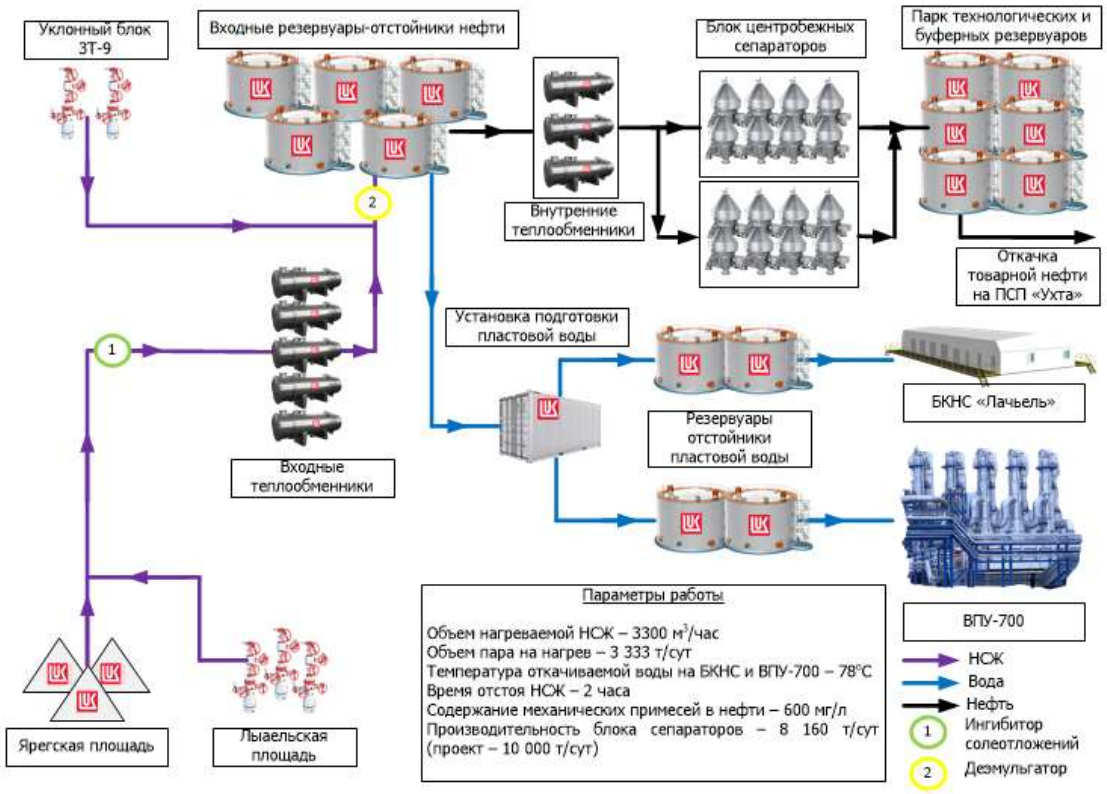


Рисунок 1 – Действующая технологическая схема ППСН «Ярега»

Подготовка пластовой воды: Пластовая вода, отделившаяся в резервуарах отстойниках нефти РО-1/1,2,3,4,5 насосами Н-4/1,2,3 поступает в резевуары отстойники пластовой воды РО-2/1,2. Пластовая вода с РО-2/1 насосами Н-6/1,2,3 откачивается на прием блочной кустовой насосной станции. Пластовая вода с РО-2/2 насосами Н-5/1,2,3 откачивается на прием водоподготовительной установки (ВПУ -700).

Также концентрированные остатки пластовой воды после процесса выпаривания на ВПУ-700 возвращаются на ППСН «Ярега» на вход насосов Н-6/1,2,3.

ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Предлагаемая схема с внедрением установки предварительного сброса воды (УПСВ) имеет ряд отличий (рисунок 2):

1) Все потоки жидкости, поступающей на ППСН «Ярега» поступают на УПСВ;

2) Отделившаяся свободная вода не поступает во входную группу резервуаров и не подогревается;

3) Выход конденсата с входных теплообменников не поступает во входную группу резервуаров.

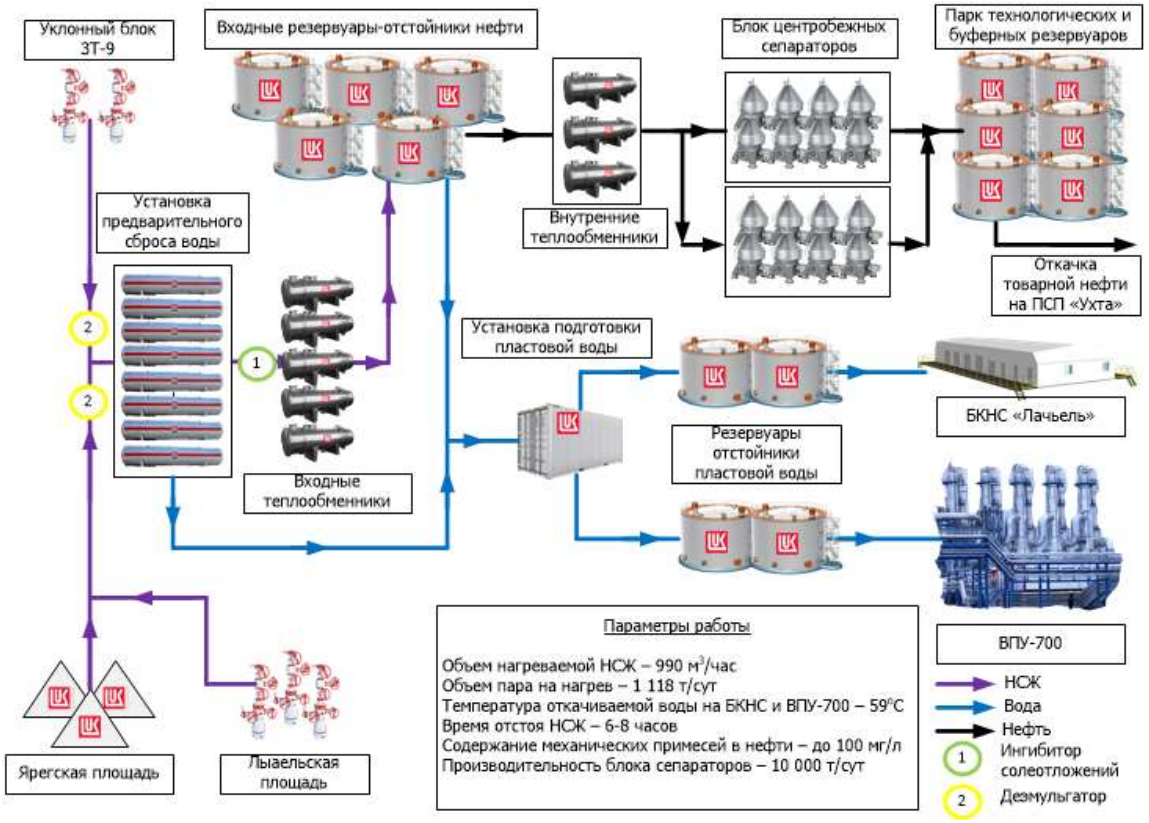


Рисунок 2 – Предлагаемая технологическая схема ППСН «Ярега»

Предлагаемая схема обладает рядом преимуществ в сравнении с действующей схемой работы ППСН «Ярега» (таблица 1):

1) Предварительный холодный сброс свободной воды позволяет уменьшить объемы жидкости поступающие во входную группу резервуаров, что позволяет увеличить время отстоя малообводненной НСЖ в 3-4 раза;

2) Вода отделившаяся на УПСВ не подвергается нагреву, что позволяет нормализовать температурный режим эксплуатации БКНС «Лачьель» и ВПУ-700 и снизить температуру подаваемой жидкости с 75°С до 59°С;

3) Увеличение времени отстоя НСЖ снижает содержание механических примесей в нефти, подаваемой на блок центробежных сепараторов, что в свою очередь позволяет вывести данный блок на максимальную производительность, повысить ресурс работы оборудования и исключить останов машин по причине засорения барабана механическими примесями;

4) Внедрение УПСВ исключает пробросы воды с повышенным содержанием нефтепродуктов на установку подготовки пластовой воды ввиду автоматической регулировки уровня воды в горизонтальных отстойниках;

5) Предварительный сброс воды позволит сократить затраты на выработку пара на 927 млн руб. в год и на выработку электроэнергии на 35 млн руб. в год.

Таблица 1 – Преимущества предлагаемой схемы

№	Параметр	Ед.изм.	Действующая схема	Предлагаемая схема	Δ
1	Объем НСЖ на теплообменники	$м^3$/час	3300	990	-2310
2	Температура во входных РВС	°С	70	90	+20
3	Объем воды, откачиваемой из группы входных РВС	$м^3$/час	2884	574	-2310
4	Время отстоя НСЖ	часов	2	6-8	+6
5	Объем пара на нагрев	тонн/сутки	3333,2	1118,0	-2215,3
6	Расход электроэнергии на перекачку НСЖ	МВт/сутки	38,4	9,6	-28,8
7	Температура откачиваемой жидкости на БКНС и ВПУ-700	°С	78	59	-19
8	Затраты на выработку пара	млн.руб./год	1395,5	468,1	-927,4
9	Затраты на электроэнергию	млн.руб./год	46,1	11,5	-34,6
10	Затраты на ингибитор солеотложений	млн.руб./год	34,1	6,8	-27,3
Итого затрат		млн.руб./год	-	-	-989,3

ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

В мае 2019 года в рамках подбора технологии по подготовке пластовой воды, на ППСН «Ярега» проходили пилотные испытания сепаратора с пакетом коалесцирующих пластин производства АО «ГМС-Нефтемаш» (рисунок 3).

Установка состоит из следующих модулей:

- Камера с распределительной перегородкой;
- Бункер для сбора твердых частиц;
- Сепарационная камера с пакетом коалесцирующих пластин;
- Камера для очищенной воды.

Было принято решение испытать данную установку для осуществления предварительного сброса воды. Результаты испытаний приведены в таблице 2.



Рисунок 3 – Пилотная установка

Таблица 2 – Результаты ОПИ

Время	Вход в сепаратор		Выход нефти		Выход воды	
	Обв. %	Взв. вещ-ва, мг/л	Обв. %	Мех. примеси, мг/л	Нефть в воде, мг/л	Взв. вещ-ва, мг/л
9:00	96,8	-	25,9	287	46,3	26
10:00	96,8	96	28	96	61,6	15
11:00	93,5	-	23	84	56,9	16
12:00	87,1	-	24	-	84,3	17
13:00	91,8	-	28	-	69,2	17
14:00	87,1	-	28	-	65,4	11,5
15:00	93,9	-	36	-	82,6	18
16:00	96,8	-	38	-	88,3	14,2
17:00	90,6	-	30,9	-	-	3,0
18:00	98,7	-	28	-	90,6	12
19:00	99,4	-	29	-	71,2	17
20:00	93,7	-	30,9	-	70,3	3,8
Среднее	93,9	96	29,1	155,7	71,5	15,2

В результате испытаний удалось достичь следующих показателей:

1) При входе в сепаратор жидкости обводненостью 93,9% - обводненность нефти на выходе составила 29,1%;

2) Содержание нефтепродуктов в воде в среднем за период испытаний на выходе из установки составило 71,5 мг/л.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВПУ-700 И БКНС «ЛАЧЬЕЛЬ»

В настоящее время оборудование ВПУ-700 и БКНС «Лачьель» эксплуатируется на предельных параметрах работы (рисунок 4), ввиду высокой температуры воды подаваемой с ППСН «Ярега». Внедрение УПСВ и предварительный холодный сброс воды позволит снизить температуру откачиваемой жидкости.

Температура воды, откачиваемой на ВПУ и БКНС, вычисляется путем нахождения температуры смеси воды:

1) Вода отделившаяся на УПСВ в объеме 2 310 м^3/час с температурой 50^{o}С;
2) Вода в объеме 574 м^3/час с группы входных резервуаров с температурой 90^{o}С;
3) Конденсат с входных теплообменников в объеме 46,7 м^3/час температурой 90^{o}С.

По формуле (1) найдем температуру воды, откачиваемой на ВПУ-700 и БКНС «Лачьель»

$$T = (t_1 \cdot V_1 + t_2 \cdot V_2 + t_3 \cdot V_3)/(V_1 + V_2 + V_3). \quad (1)$$

$$T = (2310 \cdot 50 + 574 \cdot 90 + 46{,}7 \cdot 90)/(2310 + 574 + 46{,}7) = 58{,}5\ ^{O}C.$$

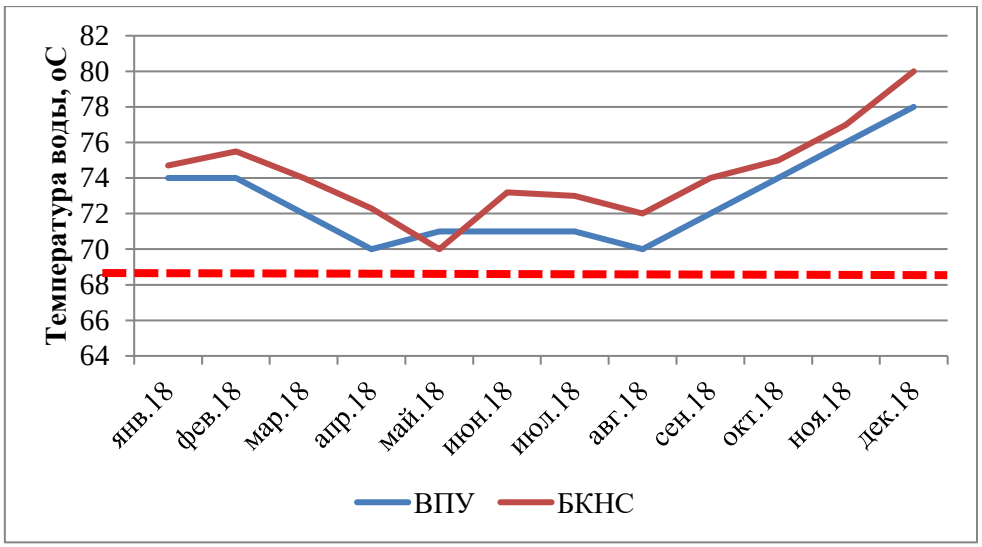


Рисунок 4 – Температура воды, подаваемой на ВПУ-700 и БКНС «Лачьель»

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

По формуле (2) рассчитаем объем пара необходимого для нагрева НСЖ в объеме 1670 тонн/час:

$$Q = C \cdot m \cdot \Delta t, \quad (2)$$

где С – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К);
m – масса нагреваемой НСЖ, кг;
Δt – разность температур, °С.

Удельную теплоемкость вычислим по формуле (3):

$$C = C_1 \cdot x_1 + C_2 \cdot x_2, \quad (3)$$

где C_1 – теплоемкость воды, Дж/(кг·К);
X_1 – массовая доля воды, доли ед.;
C_2 – теплоемкость нефти, Дж/(кг·К);
X_2 – массовая доля нефти, доли ед.

Найдем потребное количество теплоты (4,5):

$$Q = (4200 \cdot 0{,}85 + 2100 \cdot 0{,}15) \cdot 988{,}83 \cdot 3300 \cdot (80 - 50) =$$

$$= 3{,}8 \cdot 10^{11}\ Дж = 90{,}8\ Гкал/ч. \quad (4)$$

$$Q = 90{,}8 \cdot 24 = 2178{,}1\ Гкал/сут = 3\,333\ тонн\ пара/сут. \quad (5)$$

Таким образом на нагрев НСЖ в объеме 3300 тонн/час или 79 200 м^3/сут необходимо 3 333 тонн пара.

Рассчитаем объем пара, необходимого для нагрева НСЖ в объеме 990 тонн/час при внедрении УПСВ (6,7):

$$Q = (4200 \cdot 0{,}58 + 2100 \cdot 0{,}42) \cdot 970{,}84 \cdot 990 \cdot (90 - 50) =$$

$$= 1{,}28 \cdot 10^{11}\ Дж = 30{,}4\ Гкал/ч. \quad (6)$$

$$Q = 30{,}4 \cdot 24 = 730{,}7\ Гкал/сут = 1118\ тонн\ пара/сут. \quad (7)$$

Таким образом на нагрев НСЖ в объеме 23 760 м^3/сут необходимо 1 118 тонн пара.

Экономия пара составит (8):

$$Q = 3\ 333 - 1118 = 2\ 215\ тонн\ пара\ в\ сутки. \quad (8)$$

В денежном выражении (9,10):

$$2\ 215\ тонн/сутки \cdot 1147\ руб/тонну = 2\ 340\ 605\ рублей/сутки. \quad (9)$$

$$2\ 340\ 605 \cdot 365 = 927\ 320\ 825\ рублей/год. \quad (10)$$

Для обеспечения откачки жидкости в объеме 2 884 м^3/час с группы входных резервуаров необходимо обеспечить бесперерывную работу двух насосов четвертой группы (Н-4/1,2). Мощность электродвигателя одного насоса составляет – 400 кВт/час.

Количество электроэнергии затраченное на перекачку жидкости при работе по существующей схеме (11):

$$4 \cdot 400 \cdot 24 = 38{,}4\ МВт/сутки. \quad (11)$$

В случае внедрения УПСВ объем откачиваемой воды составит 574 м^3/час или 13 776 м^3/сутки.

Для откачки данного объема воды насосом Н-4/1, производительностью 800 м^3/час потребуется работать в течение 8,5 часов в сутки в периодическом режиме (12):

$$1 \cdot 400 \cdot 24 = 9{,}8\ МВт/сутки. \quad (12)$$

Экономия электроэнергии составит (13):

$$38{,}4 - 9{,}8 = 28{,}8\ МВт/сутки. \quad (13)$$

В денежном выражении (14):

$$28{,}8\ МВт/сутки \cdot 3{,}29\ руб/КВт \cdot 1000 \cdot 365 =$$

$$= 34{,}584\ млн\ руб/год \quad (14)$$

Для предотвращения процесса солеотложений на группе входных теплообменников, на ППСН «Ярега» предусмотрена подача ингибитора солеотложений в объеме 30 г/м^3 воды.

Рассчитаем объем ингибитора солеотложений при прохождении всего потока НСЖ через группу входных теплообменников (15):

$$Q = 2884 м^3/час \cdot 24 \cdot 365 \cdot 30\ г/тонну\ /1000000 = 757{,}9\ тонн/год. \quad (15)$$

При осуществлении предварительного сброса воды, объем воды, поступающей на группу входных теплообменников сократится до 574 м^3/час. Расход ингибитора солеотложений составит (16):

$$Q = 574 м^3/час \cdot 24 \cdot 365 \cdot 30\ г/тонну\ /1000000 = 150{,}8\ тонн/год. \quad (16)$$

В денежном выражении:

$$(757{,}9 - 150{,}8) \cdot 45000\ руб/тонну = 27{,}320\ млн\ руб/год \quad (15)$$

Для оценки экономической эффективности предлагаемой схемы работы ППСН «Ярега» была произведена оценка стоимости реализации проекта и рассчитан период его окупаемости (таблица 3, рисунок 5).

Таблица 3 – Стоимость реализации проекта

№	Наименование	Количество, шт.	Стоимость, млн руб.
1	Отстойник горизонтальный	8	120
2	Клапан-регулятор по выходу нефти	8	7,2
3	Клапан регулятор по выходу воды	8	7,2
4	Трубная продукция	2000 м	3
5	Уровнемер	8	8
6	ЗРА	16	8
7	Проектирование	1	50
8	СМР	1	300
9	ПНР	1	10
	ИТОГО ЗАТРАТ		513,4

Таким образом внедрение УПСВ на ППСН «Ярега» позволит вывести установку подготовки нефти ППСН «Ярега» на проектную мощность, а также значительно сократить операционные затраты на подготовку нефти.

Ожидаемый эффект после внедрения УПСВ на ППСН «Ярега»:

1) Предварительный сброс ~ 70% свободной воды;
2) Повышение температуры отстоя во входных РВС до 90^{o}С;
3) Увеличение времени отстоя НСЖ в 2,2 раза;
4) Нормализация температурного режима эксплуатации БКНС «Лачьель» и ВПУ-700, снижение температуры откачиваемой жидкости до 60^{o}С;
4) Снижение затрат на выработку пара на 927 млн руб. в год;
5) Снижение затрат на выработку электроэнергии на 35 млн руб. в год;
6) Снижение затрат на ингибитор солеотложений на 27,3 млн руб. в год.

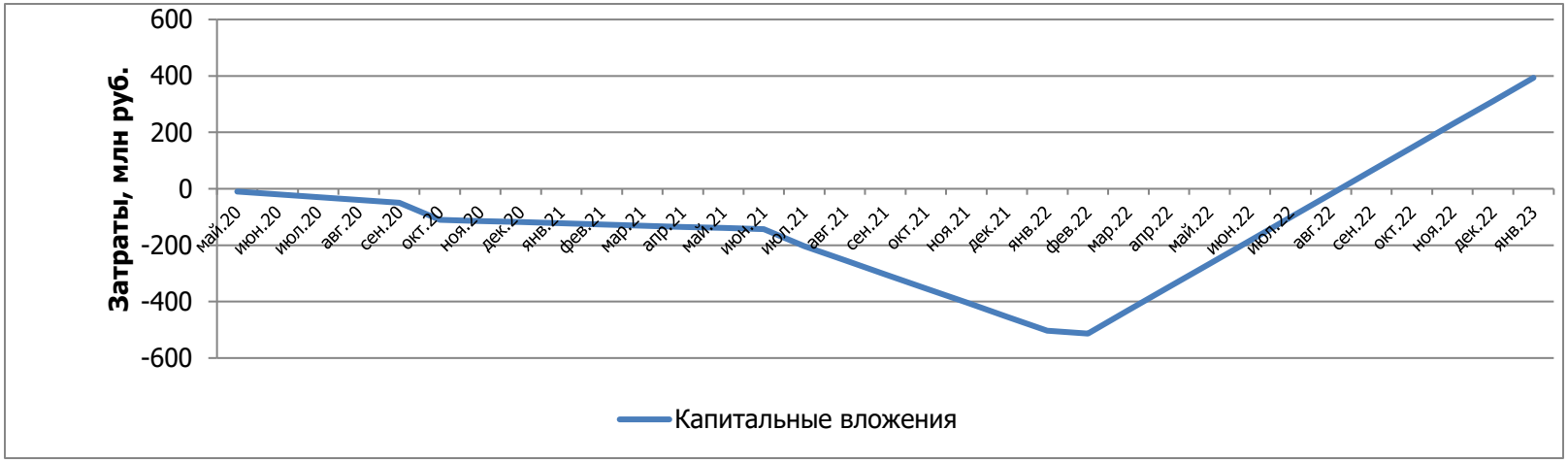


Рисунок 4 – Срок окупаемости проекта

II кв. 2020	III кв 2020	IV кв. 2020	I кв. 2021	II кв. 2021	III кв. 2021	IV кв. 2021	I кв. 2022	II кв. 2022	III кв. 2022	IV кв. 2022
Проектирование										
		Закуп и изготовление оборудования								
					СМР					
							ПНР			
								Экономия 82,4 млн руб. в месяц		

- Срок реализации проекта составляет 21 месяц, затраты на реализацию составят **514 млн рублей;**
- Срок окупаемости проекта составляет **28 месяцев** ;
- С августа 2022 года, после реализации проекта экономия составит **82 млн рублей в месяц.**

Совершенствование процедуры оценки производственных рисков объектов топливно-энергетического комплекса

(Improvement of the procedure for assessing the production risks of fuel and energy complex facilities)

Мусалеева Алина Мирсаитовна
Магистрант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к.т.н. Фомина Е.Е.

АННОТАЦИЯ

В данной работе рассмотрено совместное использование оценки производственных рисков и программы инспектирования с учетом факторов оценки риска (RBI) на объектах топливно-энергетического комплекса. RBI – это инструмент оценки и управления рисками, который охватывает область, которая не полностью решена в других организационных вопросах по управлению рисками, таких как анализ опасностей технологического процесса или техническое обслуживание, ориентированное на безотказность. RBI разрабатывает планы инспектирования и технического обслуживания оборудования, которые определяют действия, необходимые для обеспечения надежной и безопасной его эксплуатации. В работе приведен поэтапный расчет вероятности и последствий отказа, определенных в виде зоны влияния или в финансовом выражении, произведена оценка риска на основании полученных результатов при проведении инспектирования на объекте топливно-энергетического комплекса согласно стандарту API RP 581. В настоящее время заинтересованность к внедрению RBI на объектах ТЭК повышается. Данная работа позволяет оценить значимость применения методологии RBI на объектах ТЭК, а именно, на основе результатов выполненного расчета риска в соответствии со стандартом API RP 581.

ABSTRACT

In this work is dedicated the joint use of Risk Assessment and Risk-based Inspection Program (RBI) at facilities of the fuel and energy complex. RBI is a risk assessment and management tool that addresses an area not completely addressed in other organizational risk management efforts such as Process Hazards Analyses or reliability centered maintenance. RBI produces Inspection and Maintenance Plans for equipment that identify the actions that should be implemented to provide reliable and safe operation. The work included a step-by-step calculation of the probability and consequences of failure, defined as an area of influence or in financial terms, a risk assessment based on the results obtained during an on-site inspection of the fuel facility energy complex according to the standard API RP 581. Currently, interest in implementing RBI at fuel and energy facilities is increasing. Currently, interest in implementing RBI at fuel and energy facilities is increasing. This work allows to assess the importance of applying the RBI methodology at fuel and energy facilities based on the results of a risk calculation in accordance with standard API RP 581.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Оценка риска, инспектирование, вероятность отказа, последствия отказа, разгерметизация, методы контроля, бюджетирование.

KEYWORDS

Risk assessment, inspection, probability of failure, consequence of failure, loss of containment, inspection method, allocation of funds.

С приходом на рынок Российской Федерации таких западных компаний, как Shell, Equinor, Total, начала активно внедряться методология программы инспектирования с учетом факторов оценки риска (далее – RBI), основанная на стандартах [1], [2]. RBI – это инструмент оценки и управления рисками в области, которая не полностью решена в организационных вопросах по управлению рисками, таких как анализ опасностей технологического процесса или техническое обслуживание, ориентированное на безотказность. Это дополнительный инструмент, обеспечивающий более тщательную оценку рисков, связанных с эксплуатацией оборудования. Усилия RBI могут внести свой вклад в годовое планирование и бюджетирование организации, которые определяют штатное расписание и финансовые средства, необходимые для поддержания работы оборудования на приемлемом уровне производительности и риска [1]. При подходе RBI анализируется все имеющееся оборудование на предприятии, выявляются критические позиции и рассчитывается риск для соответствующей позиции. Далее обозначается объем и методы контроля в зависимости от фактического состояния и особенностей данного оборудования. RBI является частью сложного комплекса нормативной документации, которая говорит о том, как, где, в каком объеме и какими методами контролировать оборудование [4]. Также дает возможность управления основными параметрами процесса и дает оценку пригодности к эксплуатации.

Актуальность проблемы оценки производственных рисков определена тем, что обеспечение безопасности на объектах топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) в развитых странах уже несколько десятилетий осуществляется на основе концепции приемлемого риска, требующей количественного определения риска и сравнения его с допустимым уровнем. В последние годы роль и значение управления рисками как инструмента снижения потерь и повышения эффективности национальных экономик во всем мире постоянно возрастает, значение которого возрастает прежде всего из-за повышения значения самих рисков. Оценка и управление производственными рисками – это насущная экономическая необходимость. Поэтому целью данной работы является совершенствование процедуры оценки производственных рисков объектов ТЭК, применяя методологию RBI.

Оценка RBI – это командный процесс. В начале выполнения важно определить вопросы по организации процесса оценки RBI «Метод 12 К» [1]:

- какова цель проведения оценки;
- как будет проводиться оценка RBI;
- какие знания и навыки необходимы для оценки;
- кто в команде RBI;
- каковы их роли в процессе RBI;
- кто отвечает и за какие действия отвечает;
- какие объекты, активы и компоненты будут включены;
- какие данные должны быть использованы при оценке;
- какие законы и стандарты применимы;
- когда оценка будет завершена;
- как долго будет действовать оценка и когда она будет обновлена;
- как будут использоваться результаты.

Цель оценки RBI может состоять в том, чтобы лучше понять риски, связанные с эксплуатацией установки или технологического блока, и понять, какое влияние оказывают на риски инспекционные и смягчающие меры. Исходя из понимания рисков, может быть

разработана программа инспектирования, которая оптимизирует использование ресурсов инспектирования и технического обслуживания.

Установление критериев риска для оценки приемлемости риска может быть целью оценки RBI, если такие критерии еще не существуют в компании. При выявлении рисков могут быть предприняты инспекционные действия и / или другие меры по смягчению последствий, которые влияют на снижение риска до приемлемого уровня. Результатом управления и снижения риска является повышение безопасности, предотвращение потерь при сдерживании и сокращении коммерческих потерь. При оптимизации программы инспектирования на основе понимания риска может быть реализовано снижение затрат. Неэффективные или неуместные инспекционные мероприятия могут быть устранены. Осмотр элементов с низким уровнем риска может быть исключен или сокращен. Более эффективные нерегулярные проверки могут стать заменой менее эффективных регулярных проверок.

Процесс RBI, показанный на упрощенной блок-схеме на рисунке 1 [1], отображает основные элементы планирования инспектирования на основе факторов оценки риска.



Рисунок 1 – Процесс планирования инспектирования на основе факторов оценки риска

В работе приведен поэтапный пример расчета вероятности и последствий отказа сосуда, работающего под давлением – горизонтального цилиндрического резервуара для хранения пропан-бутановой смеси при объеме, равном 37 м^3, и давлении, равном 0.696 МПа, с содержанием пропан-бутановой смеси с 0.11% H_2S, определенных в виде зоны влияния или в финансовом выражении, произведена оценка риска на основании полученных результатов при проведении инспектирования на объекте ТЭК согласно стандарту [2]. Оборудование функционирует с уровнем жидкости 50%. Механическая основа конструкции для резервуара приведена в таблице 1.

Таблица 1. – Механическая основа конструкции для резервуара

Исходные данные	Значения
Дата изготовления	01.10.1981
Расчетное давление	1.125 МПа
Расчетная температура	232°C
Прочность сварного соединения	0.85
Материал конструкции	ASTM 285 Gr. C 1968
Предел текучести	215 МПа
Предел прочности	433 МПа
Допускаемое напряжение	95.7 МПа

Исходные данные	Значения
Толщина стенок	20.637 мм
Допуск на коррозию	3.175 мм
Термообработка сварных швов (PWHT)	Да
Диаметр	2579.775 мм
Длина	9.245 м

Условия эксплуатации позволяют создавать условия появления воды с локализованной измеренной скоростью коррозии 0.254 мм в год. Кроме того, коррозионное растрескивание под напряжением, вызванное H_2S (влажный), возможно с низкой восприимчивостью. История осмотра от 10.02.2017 (уровень эффективности B) выявила некоторую локализованную коррозию и измеренную толщину 19.05 мм. 10.10.1991 года для данной емкости была проведена проверка на растрескивание на обнаружение мокрого крекинга H_2S. Рабочая жидкость в емкости обладает свойствами, приведенными в таблице 2.

Таблица 2. – Свойства рабочей жидкости

Свойства рабочей жидкости	Значения
Плотность паров, ρ_V	10.0065 кг/м^3
Плотность жидкости, ρ_l	538.3804 кг/м^3
Точка кипения при нормальных условиях, NBP	-21.28°C
Температура самовоспламенения, AIT	368.89°C
Коэффициент расхода жидкости, C_{disch}	0.61
Фактор обнаружения / изоляции, $fact_{di}$	0.0
Фактор смягчения воздействия на окружающую среду	0.0
Масса запасов, Ibs	178537.78 кг
Фактор систем управления	1.0

Информация о заводе для планирования инспекции представлена в таблице 3.

Таблица 3. – Информация о заводе

Информация	Значения
Дата проведения RBI	10.02.2017
Следующая дата проведения RBI	10.02.2027

Рассмотрен расчет коэффициентов уравнения вероятности отказа. В Российской Федерации вероятность рассчитывается как статистические данные, либо взяты данные из механики разрушения. Система RBI предлагает, как качественные показатели, так и количественные. Вероятность отказов в системе RBI рассчитывается из общей частоты отказа, статистические данные собранные на конкретных заводах. Фактор систем управления – это количественный показатель, который затрагивает такие направления взаимодействия на предприятии, как администрирование, управление, аудит и т.д. Фактор повреждения подразумевает собой временную зависимость вероятности в целом. Также фактор повреждения рассматривает все активные и возможные механизмы повреждений, а

для точного расчета необходима высокая детализация данных. Вероятность отказа, используемая в API RBI, вычисляется из уравнения (1) [2]:

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \quad (1)$$

В данном уравнении вероятность отказа, $P_f(t)$, определяется как произведение общей частоты отказов, gff, фактора повреждения, $D_f(t)$, и фактора системы управления, F_{MS}. Коэффициент gff для различных типов компонентов был установлен как значение, представляющее данные об отказах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, и представляет собой частоту отказов до возникновения повреждений в процессе эксплуатации из-за условий эксплуатации. Коэффициент gff предусмотрен для четырех дискретных размеров отверстий по типу оборудования (сосудов, емкостей, трубопроводов и т.д.), охватывая весь спектр сценариев моделей последствий разгерметизации (от небольшой утечки до разрыва). В основе $D_f(t)$ лежат активные механизмы повреждения (локальная и общая коррозия, растрескивание, ползучесть и др.), основываясь на конструкции и текущем состоянии элемента, оцененного в ходе инспекции. Фактор F_{MS} основан на влиянии системы управления объекта на механическую целостность оборудования завода. Данный фактор учитывает вероятность накопления повреждений, приводящих к разгерметизации, и является результатом аудита систем менеджмента предприятия или операционной единицы, влияющих на риск предприятия.

Базовое значение фактора повреждения при истончении, DF_{fB}^{Thin} определяется по формуле (2) [3]:

$$DF_{fB}^{Thin}(Plan\ Date) = \frac{\left(Po_{p1}^{Thin} \cdot \Phi\left(-\beta_1^{Thin}\right)\right)}{1{,}56 \cdot 10^{-4}} + \frac{\left(Po_{p2}^{Thin} \cdot \Phi\left(-\beta_2^{Thin}\right)\right) + \left(Po_{p3}^{Thin} \cdot \Phi\left(-\beta_3^{Thin}\right)\right)}{1{,}56 \cdot 10^{-4}} \quad (2)$$

Согласно данным базовое значение факторов повреждения при истончении во время проведения RBI равно:

$DF_{fB}^{Thin}(RBI\ Date) = 0{,}49$

Фактор повреждения при истончении во время первичного и запланированного проведения RBI вычисляется следующим образом [3]:

$$DF_f^{Thin}(RBI\ Date/Plan\ Date) = max\left[\left(\frac{DF_{fB}^{Thin}(RBI\ Date/Plan\ Date) + F_{IP} + F_{DL}}{F_{CM}}\right); 1\right] \quad (3)$$

Определение базового фактора повреждения при растрескивании HIC/SOHIC-H_2S, используя данным [2], основанную на количестве и наибольшей эффективности контроля, и показателе степени воздействия неблагоприятных условий, SVI:

$DF_{fB}^{HIC/SOHIC-H_2S} = 1$

Эскалация при факторе повреждения во время первичного и запланированного проведения RBI рассчитывается по формуле (2) [3]:

$$DF_f^{HIC/SOHIC-H_2S}(RBI\ Date) = min\left(\frac{DF_{fB}^{HIC/SOHIC-H_2S}(RBI\ Date) \cdot (max[age; 1{,}0])^{1{,}1}}{F_{OM}};\ 5000\right) \quad (3)$$

Полученные значения формул (2) и (3) учитываются при определении общего фактора повреждений во время первичного и запланированного проведения RBI.

На основании результата данного расчета пришли к выводу о том, что факторы повреждения не обеспечивают окончательную оценку пригодности элемента к эксплуатации. Основная функция коэффициента ущерба заключается в статистической оценке суммы ущерба, которая может быть получена в зависимости от времени эксплуатации и эффективности инспекционной деятельности для количественной оценки данного ущерба.

Невозможность локализовать распространение опасных веществ из технологического оборудования, работающего под давлением, может привести к повреждению окружающего оборудования, серьезным травмам персонала, производственным потерям и нежелательным воздействиям на окружающую среду. В API RBI последствия разгерметизации определяются в виде зоны влияния или в финансовых показателях. Области воздействия таких событий, как пожары пролива, вспышки, огненные шары, струйное горение и взрывы паровых облаков, определяются количественно на основе воздействия теплового излучения и избыточного давления на реципиент.

В работе был выполнен расчет размера площади влияния последствий в случае повреждения оборудования по формуле (4) [2]:

$$CA_{cmd}^{flam} = \frac{\sum_{n=1}^{4} gff_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}} \quad (4)$$

Размер площади влияния последствий в случае травматизма персонала вычислялся по данной формуле (5) [2]:

$$CA_{inj}^{flam} = \frac{\sum_{n=1}^{4} gff_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}} \quad (5)$$

Ущерб при отказе (разгерметизации) оборудования рассчитывается по формуле (6) [2]:

$$FC = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ} \quad (6)$$

где: FC_{cmd} – ущерб при повреждении оборудования, руб.;

FC_{affa} – ущерб при повреждении окружающего оборудования на объекте, руб.;

FC_{prod} – ущерб (потери производства на единицу продукции), руб.;

FC_{inj} – ущерб при травмировании персонала и третьих лиц, руб.;

$FC_{environ}$ – ущерб окружающей среде, руб.

Оценка риска может быть определена как функция времени путем объединения вероятности отказа и последствий отказа, как показано в формуле (7) [2]:

$$R(t) = P_f(t) \cdot C(t) \quad (7)$$

Заметим, что вероятность отказа, $P_f(t)$, является функцией времени, так как коэффициент повреждения увеличивается, поскольку повреждение элемента оборудования из-за утончения, растрескивания или других механизмов повреждения накапливается со временем. Последствие отказа, $C(t)$, предполагается неизменным во времени. Следовательно, уравнения (8) и (9) показывают определение риска, выраженного в размерном или в финансовых показателях соответственно [2]:

$$R(t) = P_f(t) \cdot CA \quad (8)$$

$$R(t) = P_f(t) \cdot FC \quad (9)$$

В данных уравнениях *CA* – это область воздействия последствий, выраженная в единицах площади, а *FC* – это ущерб, выраженный в экономических показателях.

Модуль планирования инспектирования рассчитывает риск с течением времени до определенного момента времени, когда риск, определенный в уравнениях (8) и (9), достигнет определенной цели риска. Инспектирование оборудования не снижает риск, связанный с определенным элементом оборудования, но позволяет узнать состояние повреждения оборудования и уменьшить неопределенность. В результате вероятность того, что произойдет разгерметизация, напрямую связана с количеством и качеством информации, полученной в результате прошлой проверки, и способностью метода проверки количественно оценить ущерб. Снижение неопределенности является функцией эффективности метода проверки и охвата при определении и количественной оценке вида и степени ущерба. Расчетный риск является не только функцией времени, но и функцией полученных данных о состоянии повреждения оборудования, определенных в эффективной программе проверки. При введении эффективности инспектирования в риск в результате получаются уравнения (10) и (11):

$$R(t, I_E) = P_f(t, I_E) \cdot CA \quad (10)$$

$$R(t, I_E) = P_f(t, I_E) \cdot FC \quad (11)$$

При планировании проверок с использованием RBI плановая дата выбирается так, чтобы включать период времени, охватывающий один или несколько будущих циклов обслуживания. В течение этого периода возможны три случая на основе прогнозируемого риска и указанной цели риска.

Случай 1 – предельное значение риска превышен в какой-то момент в будущем до даты плана инспекции. Это классический случай, представленный на рисунке 2. В этом случае результатом плана проверки будет количество требуемых проверок, а также тип или требуемая эффективность проверки, чтобы снизить риск на будущую дату плана ниже целевого значения риска. Дата достижения предельного риска является датой рекомендованной проверки [2].

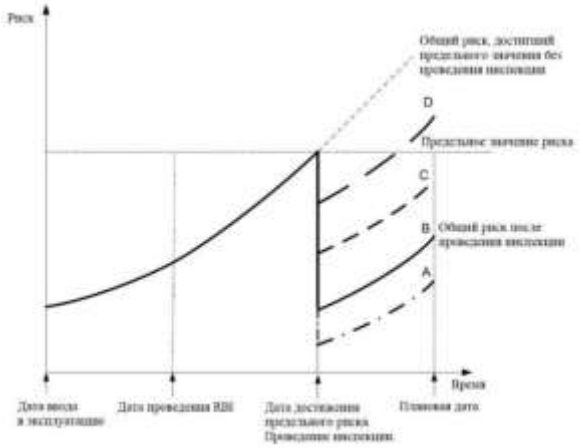


Рисунок 2 – Случай 1: планирование инспекций при превышении предельного значения риска между датой проведения RBI и плановой датой, и влиянием инспекции на различные уровни эффективности

Случай 2 – риск уже превышает предельное значение риска во время проведения анализа RBI, который показан на рисунке 3. Немедленная проверка будет рекомендована на уровне, достаточном для снижения риска на будущую дату плана ниже предельного значения риска [2].

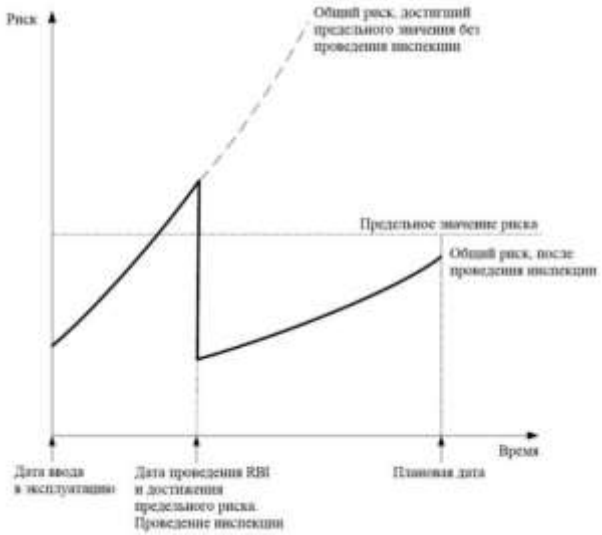


Рисунок 3 – Случай 2: планирование инспекций, когда предельное значение риска был превышен до даты проведения RBI

Случай 3 – риск на будущую дату плана не превышает предельное значение риска, который показан на рисунке 4. Следовательно, проверка не рекомендуется в течение планового периода. Срок выполнения проверки для целей планирования проверки должен быть скорректирован до плановой даты, указывающей, что оценка оборудования должна быть выполнена до запланированной даты [2].

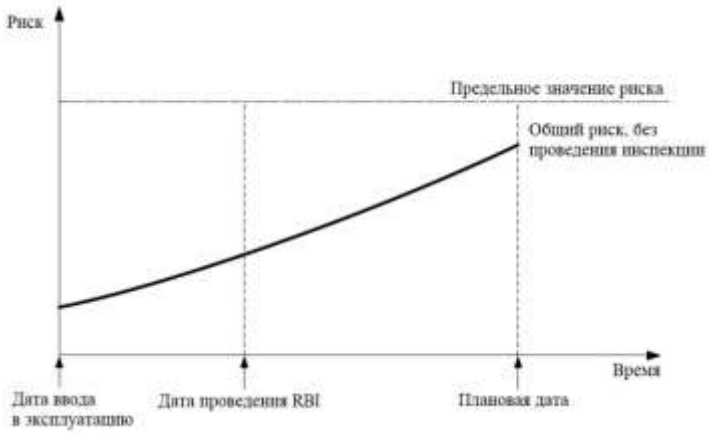


Рисунок 4 – Случай 3: планирование инспекций, когда предельное значение риска не превышает при плановой дате

Концепция того, как различные методы контроля с разными уровнями эффективности могут снизить риск, показана на рисунке 2. В показанном примере проверка на уровне B была рекомендована на контрольную дату. Этот уровень проверки был достаточным, поскольку было установлено, что риск, прогнозируемый после проведения проверки, находится ниже предельного значения риска на плановую дату. Обращаем внимание, что на рисунке 2 проверки уровня D на контрольную дату было бы недостаточно для удовлетворения целевых критериев риска. Прогнозируемый риск на плановую дату превысил бы предельное значение риска [2].

Уровни эффективности инспекций приведены в таблице 4.

Таблица 4. – Уровни эффективности инспекций [2]

Категория эффективности	Уровень эффективности	Описание
A	Высокая эффективность	Почти всегда определяются дефекты оборудования (достоверность результатов 80-100%)
B	Обычная эффективность	Дефекты определяются не всегда (достоверность 60-80%)
C	Относительно эффективная	Дефекты определяются почти в половине случаев (достоверность 40-60%)
D	Слабо эффективная	Методы контроля не дают точной информации для идентификации дефектов оборудования (достоверность 20-40%)
E	Неэффективная	Методы контроля не дают почти никакой информации для идентификации дефектов (достоверность менее 20%)

Инспектирование в методологии RBI – это лишь инструмент оценки управления рисками. Вся система RBI представляет собой циклическую цепочку последовательных действий, при шаговом выполнении которой получаем действующую систему. Далее будут рассмотрены основные сопутствующие проблемы внедрения. На первом этапе возникают проблемы неточности постановки целей и задач при планировании процесса RBI, то есть отсутствует культура, которая позволила бы применять и поддерживать трудоспособность данной системы. Для сбора данных для оценки RBI необходимо знать о качестве информации, которая будет собираться. Возникают проблемы своевременного внесения актуальной информации и недостоверность информации в различных источниках по одному объекту. На третьем этапе производится идентификация возможных механизмов повреждения и связанных с ними типов отказов, где определяется нехватка специалистов по коррозии на объектах топливно-энергетического комплекса. Следующим шагом осуществляется оценка вероятности и последствий отказа, где возникают ряд проблем, связанных со сбором статистических данных на конкретном оборудовании и определением финансовых показателей риска. Когда определили вероятность и последствия отказа появляется возможность оценить риски и управлять ими. Для поддержания системы необходимо достаточное количество специалистов, которые были бы привлечены для процесса.

Результаты расчета риска для сосуда, работающего под давлением – горизонтального цилиндрического резервуара для хранения пропан-бутановой смеси при объеме, равном 37 м^3, и давлении, равном 0,696 МПа, с содержанием пропан-бутановой смеси с 0,11% H_2S в таблице 5

Таблица 5. – Результаты расчета

Показатель	Расчетные данные		
	при первичном проведении RBI (2017 год)	без проведения RBI через 10 лет эксплуатации	с учетом планового RBI через 10 лет эксплуатации
Площадь поражения оборудования при максимальной разгерметизации сосуда с последующим воспламенением пропан-бутановой смеси, CA_{cmd}^{flam}, м^2	2535.046	2535.046	2535.046
Площадь поражения персонала и третьих лиц при максимальной разгерметизации сосуда с последующим воспламенением пропан-бутановой смеси, CA_{inj}^{flam}, м^2	6617.096	6617.096	6617.096

Показатель	Расчетные данные		
	при первичном проведении RBI (2017 год)	без проведения RBI через 10 лет эксплуатации	с учетом планового RBI через 10 лет эксплуатации
Фактор истончения, D_f^{thin}	2.49	128.65	31.71
Фактор растрескивания, D_f^{scc}	35.25	50.73	5.87
Общий фактор повреждения, $D_f(t)$	37.74	179.38	37.58
Вероятность отказа, $P_f(t)$, отказы/год	$1.15 \cdot 10^{-3}$	$5.49 \cdot 10^{-3}$	$1.15 \cdot 10^{-3}$
Ущерб, FC, руб.	3296025	15734937	3296025
Стоимость инспектирования, руб.	2835000		

Результаты расчетов являются подтверждением того, что такие факторы как, фактор истончения, растрескивания и повреждения оборудования зависят от проведения инспектирования и таким образом влияют на отказ оборудования. Совместное использование оценки риска и планирования инспектирования и технического обслуживания уникально тем, что последовательная информация, которая традиционно основана на операциях, и информация о вероятности отказа, которая основана на инженерных работах и инспектированиях, объединяются для оказания поддержки в процессе планирования. Частью данного процесса планирования является определение того, что проверять, как проверять (методика) и степень проверки (охват). Определение риска технологических единиц или отдельных элементов технологического оборудования облегчает эту задачу, поскольку в настоящее время приоритетность проверок определяется на основе оценки риска. Вторая часть данного процесса заключается в определении того, когда следует проверять оборудование. Понимание того, как риск меняется со временем, также облегчает эту часть процесса.

Таким образом, RBI является дополнительным инструментом, обеспечивающий более тщательную оценку рисков, связанных с эксплуатацией оборудования. Процедура оценки RBI совершенствует традиционный подход оценки риска аварий на опасном производственном объекте (далее – ОПО), в соответствии с требованиями приказа [5], так как учитывает оценку периодичности обследования технических устройств и сооружений на ОПО.

ЛИТЕРАТУРА:

1. API RP 580 – Risk Based Inspection.
2. API PUBL 581 – Risk Based Inspection Base Resource Document.
3. API RP 579-Fitness-for-Service/Note:First Edition; Errata March 2000.
4. *Суарез Х.* Зарубежный опыт использования риск-ориентированного подхода при эксплуатации технических устройств на нефтегазовых объектах / Х. Суарез, М. Финкельштейн // Безопасность труда в промышленности: Ежемесячный массовый научно-производственный журнал широкого профиля. - 2015. - № 8. - С. 24-31.
5. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

Энергетическая утилизация попутного нефтепереработке газа
(Energy Utilization of Associated Petroleum Gas)

Налетов Иван Дмитриевич
Ассистент, Инженер
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Научный руководитель: канд. техн. наук, доцент Амосов Н.Т.

АННОТАЦИЯ

Нефтяная промышленность в России является одной из крупнейших отраслей экономики. Глобальный рост энергопотребления, тенденции по охране окружающей среды и политика ресурсосбережения требуют повышения энергоэффективности в промышленности. Снижение нецелевых затрат и потерь с выбросами в окружающую среду, использование всех возможных источников энергии – один из вариантов решения назревающей проблемы. Утилизация попутного нефтепереработке газа в газовых турбинах – возможность генерации внушительного количества электроэнергии на базе газа, весь потенциал которого, на сегодняшний день, не реализуется. В статье приводится химический анал5из попутного нефтепереработке газа, оценка теплотворной способности и экологической безопасности его использования, в том числе – очистка, а также рассматриваются возможные варианты компоновки мини ГТЭС для работы на попутном нефтяном газе нефтеперерабатывающих предприятий.

ABSTRACT

The oil industry in Russia is one of the largest sectors of the economy. Global growth in energy consumption, environmental trends and resource conservation policies require improved energy efficiency in industry. Reducing non-target costs and losses with emissions into the environment, using all possible energy sources is one of the solutions to the emerging problem. Utilization of associated gas refining in gas turbines is the possibility of generating an impressive amount of electricity from gas, the full potential of which, to date, is not realized. The article provides a chemical analysis of associated petroleum refining of gas, an assessment of the calorific value and environmental safety of its use, including purification, and also considers possible layouts of mini gas turbine power plants for working with associated petroleum gas from oil refineries.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нефтепереработка; утилизация; попутный газ; мини-ГТЭС; энергоэффективность; экологическая безопасность; ресурсосбережение, утилизация отходов, утилизация особо опасных и токсичных отходов.

KEYWORDS

Oil refining; disposal; associated gas; mini GTES; energy efficiency environmental safety; resource saving, waste disposal, disposal of extremely dangerous and toxic waste.

Введение. Развитие человечества привело к значительному увеличению потребления энергии, что требует все большего ресурсообеспечения, в особенности – нефтепродуктов и топлива [1]. Процессы нефтедобычи и нефтепереработки непосредственным образом связаны с высвобождением горючих газов, которые не являются целевым продуктом. Отчего возникает необходимость утилизации побочного продукта производства.

Традиционная методика утилизации попутного газа заключается в непосредственном сжигании газа в факелах, в некоторых случаях – после предварительной очистки, если таковая необходима, что затратно и трудоемко. В условиях сложившейся политики повышения энергоэффективности производства, снижения потерь в виде неиспользованных потенциалов и ресурсов, а также в рамках борьбы за сохранение окружающей среды и повышение экологической стабильности и безопасности, реализация концепции утилизации попутных газов с выходом полезной энергии представляется перспективной и многообещающей, а учитывая тот факт, что нефтепереработка – производство непрерывное, установка по утилизации попутного газа будет покрывать долю собственных нужд предприятия [2], поэтому электроэнергия, продуцируемая на малых ГТЭС, не уходит в электрическую сеть. Выработка энергии в рамках более эффективного использования теплоты и ресурсов – вектор развития современной промышленности.

Цель работы: сформировать концепцию утилизации попутного нефтепереработке газа, оценить перспективы и целесообразность промышленного использования мини-ГТЭС на попутном газе.

Задачи работы: рассчитать потенциальный и оценить экономический эффект от утилизации попутного газа, вычислить его низшую теплоту сгорания (по результатам химического анализа); обосновать целесообразность утилизации попутного газа в рамках малой энергетики.

На примере ряда проектов сооружения ГТЭС на попутном нефтедобыче газе можно оценить масштабы требуемых затрат, территорий под строительство, продуктивность работы станции, потенциальную продолжительность работы с учетом запасов газа в месторождениях и удельную стоимость 1 кВт производимой энергии. В случае сжигания газа, попутного нефтепереработке, запасы и потенциальный выход газа – не ограничены, что подчеркивает рентабельность проекта.

Анализ попутного газа нефтеперерабатывающего предприятия (таблица 1) дает возможность осуществить первичную оценку его свойств и перспективы использования в качестве топлива для эффективной утилизации.

Таблица 1. Результаты анализа попутного нефтепереработке газа (усредненные за квартал в период с 01.01.2018 по 30.03.2018 г.)

Определяемый компонент	Единицы измерения	Результат анализа
Водород (H_2)	молярная доля, %	33,1
Метан (CH_4)	молярная доля, %	54,3
Этан (C_2H_6)	молярная доля, %	5,2
Этилен (C_2H_4)	молярная доля, %	0,00995
Пропан (C_3H_8)	молярная доля, %	4,02
Пропилен (C_3H_6)	молярная доля, %	0,00497
Изо-бутан (i-C_4H_{10})	молярная доля, %	2,12
Н-бутан (n-C_4H_{10})	молярная доля, %	0,826
Бутилен (C_4H_8)	молярная доля, %	0,0149
Изо-пентан (i-C_5H_{12})	молярная доля, %	0,205
Н-пентан (n-C_5H_{12})	молярная доля, %	0,0828
Пентен (C_5H_{10})	молярная доля, %	0,00482

∑ гексанов (C_6H_{14}), гептанов (C_7H_{16}), октанов (C_8H_{18}) и нонанов (C_9H_{20})	молярная доля, %	0,0877
Сероводород (H_2S)	молярная доля, %	0,0231
Плотность абс. при 20 ºС и 101325 кПа	кг/м^3	0,613
Теплота сгорания низшая	ккал/м^3	7632

Расчет низшей теплоты сгорания рассматриваемого газа проведем по формуле 1, таким образом: $Q_н$ = 7594 ккал/м^3 (природный газ – 8000 ккал/м^3), что удовлетворяет минимальным требованиям по ГОСТ 5542-87 [3]. Опираясь на высокую точность анализа, подчеркнем, что расчет низшей теплоты сгорания позволяет получить данные с неопределенностью в 0,5% и может рассматриваться в качестве критерия при оценке качества газа.

$$Q_н = \sum_{i=1}^{n} Q_{нi} C_i \quad (1)$$ [4],

где $Q_{нi}$ – низшая теплота сгорания i-го компонента газа, C_i – доля i-го компонента в газе (таблица 2).

Таблица 2. Низшая теплота сгорания компонентов природного газа при 20 ºС и 101,325 кПа [4]

$Q_{нi}$	Компонент										
	H_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	H_2S	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_8H_{18}	C_9H_{20}
ккал/м^3	2400	7980	14300	20670	27235	34400	5200	38540	44630	50690	57030

Максимальная разовая ПДК сероводорода в смеси с алициклическими предельными углеводородами, согласно ГОСТ 22387.2-2014 [5], не должна превышать 3 мг/м^3, тогда как для анализируемого газа (смеси газов) составляет 328 мг/м^3, это обуславливает необходимость серьезных мероприятий по очистке и подготовке к утилизации, что также способствует снижению коррозионной активности газа при транспортировке, переработке и использовании [6]. По мнению автора, самым перспективным способом очистки является физическая адсорбция, которая позволяет проводить глубокую очистку газа от сероорганических соединений и легко реализуется на практике. Альтернативным способом снижения концентрации сероводорода является подмешивание к попутному газу топливного газа, что затратно, если не реализовывать какую-либо утилизацию теплоты.

Помимо прочего, сжигание попутного газа в факелах влечет за собой наложение материальных санкций на предприятия, среди которых порядка 80% составляют нефтеперерабатывающие и нефтедобывающие [7]. Также взимается плата в виде штрафа за превышение ПДК ряда веществ в окружающей среде и эмиссии вредных и ядовитых составляющих (сероводород, меркаптаны и др.).

В этой связи, установка и эксплуатация газовых турбин, спроектированных на работу на попутном нефтяном газе (в том числе – разбавленном топливным газом), в составе мини-ГТЭС – возможность утилизации попутных газов с непосредственной выработкой электроэнергии. Использование более привычных для отечественной энергетики паровых котлов для сжигания и преобразования энергии не рассматривается, поскольку сооружение и обслуживание всей необходимой инфраструктуры (химводоподготовка, система оборотного водоснабжения, воздушное хозяйство) и самого котла – колоссальные капитальные затраты и огромные площади.

Под мини-ГТЭС следует понимать газотурбинные электростанции малой мощности (от 100 кВт и до 25 МВт единичной мощности агрегатов). Мини-ГТЭС могут быть с

машзальной (машинный зал) или блочной компоновкой, а также мобильными (контейнерными). Мини-ГТЭС обладают высокими КПД и маневренностью, небольшими габаритами и могут работать как на природном газе, так и на дизеле, керосине и попутном нефтяном газе.

Один нефтеперерабатывающий завод средней мощности вполне может обеспечить мини-ГТЭС мощностью порядка 20 МВт топливом, тогда как это покроет пятую часть собственных нужд предприятия по электроэнергии.

Заключительные положения. Химический анализ попутного нефтепереработке газа и расчеты на его основе показали количественно его энергетическую ценность, а комплексный подход к подготовке и утилизации газа в рамках развития малой энергетики в форме мини-ГТЭС на базе нефтеперерабатывающих предприятий позволит генерировать электроэнергию на нужды предприятия, сокращая тем самым расходы на собственные нужды, исключая необходимость оплаты штрафов за нецелевое использование и ненадлежащее обращение с побочными продуктами нефтепереработки и минимизируя эмиссию патогенов и ядовитых веществ в окружающую среду, что повышает экологическую безопасность в районе деятельности предприятия и снижает уровень загрязнения атмосферы, таким образом, утилизация и переработка особо опасных и токсичных отходов, таких как попутный нефтепереработке газ, возможно с реализацией методики получения полезного выхода в виде тепловой и электрической энергии, что в корне меняет модель подхода к обращению с особо опасными и токсичными отходами [8-11].

ЛИТЕРАТУРА:

1. *И.Д. Налетов, Н.Т. Амосов*. Влияние процесса утилизации твердых бытовых отходов на окружающую среду // Неделя науки СПбПУ: материалы научной конференции с международным участием. Институт энергетики и транспортных систем. Ч. 1. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2017. – 248 с.;
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года – распоряжение Правительства Российской Федерации от 1 февраля 2017 г.;
3. ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия (с Поправкой)» от 01.01.1988 г. (Поправка от июля 2001 г.);
4. ГОСТ 22667-82 «Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе (с Изменением №1» от 01.07.1983 г. (Изменение утверждено в августе 1992 г.)
5. ГОСТ 22387.2-2014 «Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы» от 01.07.2015 г.;
6. *А.М. Мазгаров, О.М. Корнетова.* Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода // Учебно-методическое пособие – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 70 с.;
7. *Г.Ю. Боярко* и др. Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Томской области // Вестник ТГПУ (TSPU Bulletin). 2011. 121 (114);
8. *И.Д. Налетов*. Утилизация и переработка отходов в рамках повышения энергоэффективности нефтегазодобывающей промышленности./Булатовские чтения 2018: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей/Под общ. ред. д-ра. техн. наук, проф. О.В. Савенок. -Краснодар: Издательский Дом -Юг.;

9. *Козырева Д.А., Налетов И.Д.* Экономическая выгода перевода городского пассажирского автотранспорта на газомоторное топливо. Неделя науки СПбПУ: материалы научной конференции с международным участием, 19-24 ноября 2018 г. Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. Ч. 1. -СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2018. -573 с.;
10. *И.Д. Налетов* и др. Экономическая целесообразность реализации промышленного кластера обращения с отходами / В сборнике: Современные технологии и экономика энергетики материалы Международной научно-практической конференции. 2019. С. 14-16.;
11. *И.Д. Налетов* и др. Внедрение промышленного кластера в систему обращения с отходами / В сборнике: Современные технологии и экономика энергетики материалы Международной научно-практической конференции. 2019. С. 116-119.

Внедрение принципов бережливого производства в систему транспортного обслуживания нефтедобывающего предприятия

(Improving the efficiency of the transport service system of an oil-producing enterprise by implementing the principles of lean production)

Невгод Екатерина Андреевна
Ведущий специалист Планово-экономического отдела с местом работы в
г. Белоярский, ХМАО-Югра
ООО «РИТЭК»

АННОТАЦИЯ

Проведенный анализ механизма формирования тарифов на автотранспортные услуги показал, что в основе расчетов находятся обобщённые нормы пробега и работы автотехники, в то время, когда фактические затраты могут существенно отличаться от заявленных нормативов.

В данной работе предлагается применение комбинированного тарифа на автотранспортные услуги, который будет включать постоянную часть расходов подрядчика и переменную часть, которая будет зависеть от фактического пробега и времени работы техники.

ABSTRACT

The analysis of the mechanism for forming tariffs for transport services showed the calculations are based on standards of mileage and operation of vehicles, at a time when the actual costs may differ significantly from the stated standards.

This paper proposes the use of a combined tariff for transport services, which will include a constant part of the contractor's expenses and a variable part that will depend on the actual mileage and working time of the transport.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Бережливое производство, транспортные услуги, комбинированный тариф на автотранспортные услуги, транспортная система, топливная составляющая, расход ГСМ.

KEYWORDS

Lean management, transport services, combined tariff for transport services, transport system, fuel component, fuel consumption.

Конкурентоспособность российской экономики в существенной степени зависит от эффективности управления промышленными предприятиями. Одним из направлений повышения эффективности такого управления является совокупность методов, распространенных в ведущих странах мира и известных как концепция «lean manufacturing» или «бережливое» производство.

Бережливое производство (от английского lean production) – одна из самых популярных систем современного менеджмента, родоначальником которой считается японская компания «Тойота». Принцип бережливого производства состоит в оптимизации всего производственного процесса и сокращении издержек. Кроме выстраивания технологии процессов важной частью бережливого производства является активное участие всего персонала в непрерывном совершенствовании производственных процессов[2].

Концепция бережливого производства все больше проникает в системы управления отечественных предприятий. Традиционно принято считать, что инструменты бережливого

производства больше подходят для отраслей, производящих продукцию с высокой добавленной стоимостью. Но это не так. Исключение не составляет и нефтегазовая отрасль, где снижение производственных потерь и повышение эффективности особенно актуально на фоне невысоких цен на нефть. Многие отечественные компании широко внедряют концепцию по всем направлениям деятельности. В качестве примеров можно провести такие компании как Татнефть, Газпром.

В настоящее время транспортное обеспечение объектов нефтегазодобывающего управления является неотъемлемой частью многих производственных процессов. Для доставки людей, грузов и специальной техники на объекты предприятий ежедневно выезжают десятки машин.

Сокращение затрат, связанных с транспортным обеспечением объектов нефтегазодобывающего управления, является одним из способов повышения эффективности работы предприятия.

Эффективность любой транспортной системы определяется исходя из двух позиций: первая (внешняя) - степень удовлетворения, потребности в транспортном обслуживании (услугах по транспортировке грузов и перевозке пассажиров), вторая (внутренняя) - как эффективность любого экономического субъекта, т.е. отношение эффекта (полезного результата) к затратам. [1]

Одним из способов повышения эффективности работы предприятия является сокращение скрытых потерь, связанных с транспортным обеспечением объектов нефтегазодобывающего управления.

Научная новизна исследования заключается в предложении использования альтернативного тарифа при оплате за транспортные услуги, исключающего нормативный подход в расчете ГСМ.

Транспортный тариф – ставка денежной оплаты за транспортные услуги, предоставляемые организациями, оказывающими транспортные услуги.

Расчет тарифа производится на базовый объем услуг, в соответствие с исчерпывающим перечнем установленных статей затрат (таблица 1).

Таблица 1. - Основные статьи калькуляции тарифа на автотранспортные услуги

Наименование статьи затрат	Описание статьи затрат	Основа
ФОТ водителя	К рассматриваемой статье затрат отнесены все выплаты, составляющие среднемесячную заработную плату 1 – го водителя, отнесенные на 1 час.	Часовая ставка оплаты труда водителя
Отчисления	Значение данной статьи является произведением величины ФОТ и норматива страховых отчислений, определенного в соответствие с Федеральными законами №297, №212.	Норматив страховых отчислений составляет – 30,7%.
ГСМ	Данная статья затрат представляет сумму расходов на топливо и смазочные материалы.	Норматив расхода топлива пробега техники
ТО и ремонт	В данную статью включены полные расходы (с учетом запчастей, материалов, оплаты труда) на проведение всех видов технического обслуживания, ремонта, диагностирования и замену автошин.	Норматив на транспортное обслуживание техники
Амортизация	Стоимость / СПИ / Баланс рабочего времени.	Стоимость транспортного средства

Накладные расходы	Размер накладных расходов определяется в процентном отношении к сумме прямых затрат по статьям ФОТ, Отчисления, ГСМ, ТО и Ремонт, Амортизация.	Норматив накладных расходов
Рентабельность	Размер рентабельности определяется в процентном отношении к сумме прямых затрат по статьям ФОТ, Отчисления, ГСМ, ТО и Ремонт, Амортизация и затрат по статье Накладные расходы.	Норма рентабельности

Порядок формирования затрат по каждой статье регламентируется в зависимости от принадлежности транспортного средства к одной из укрупненных групп техники. Классификация производится на основе принципа разумности по признакам целевого назначения, производительности, габаритных размеров и т.д.

Затраты по всем статьям затрат принимаются без учета налога на добавленную стоимость.

Транспортный тариф может быть сформирован в следующих конфигурациях: одноставочный двухставочный, с учетом выделения режимов.

Вид калькулирования тарифа определяется по согласованию с заказчиком.

Одноставочный вид тарифа предполагает калькулирование затрат на:

- 1 машино/час работы (базовый)
- на 1 км пробега
- сдельный тариф на 1т груза, 1 куб.м, 1т/км

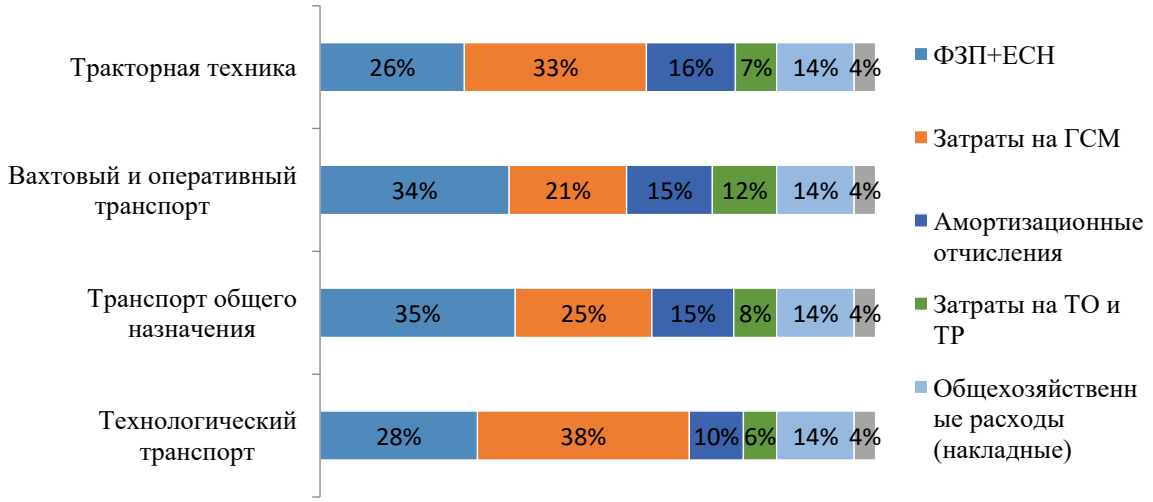


Рис.1.Тарифы на транспортные обслуживание в разрезе основных статей по договорам с автотранспортной компанией

Проведенный анализ механизма формирования тарифов на автотранспортные услуги показал, что в основе расчетов находятся обобщённые нормы пробега и работы автотехники, в то время когда фактические затраты могут существенно отличаться от заявленных нормативов.

Если посмотреть на калькуляцию тарифов, принятых в ТПП РБН (Рисунок 1), видно, что большая часть затрат приходится на расходы ГСМ, которые рассчитываются по нормативам расхода и пробега техники.

В данной работе предлагается применение комбинированного тарифа на автотранспортные услуги, который будет включать постоянную часть расходов подрядчика и переменную часть, которая будет зависеть от фактического пробега и времени работы

техники. Таким образом, в основе тарифа будут фактические расходы за проезд, которые будут регулироваться заказчиком.

Данный подход позволяет выделить расходы на дизельное топливо из калькуляции тарифов. Расходы на дизельное оплачиваются транспортной компании отдельно на основании данных о фактическом расходе топлива из копий первичных учетных документов с подтверждением показаний системы мониторинга расхода дизельного топлива.

Цена дизельного топлива для расчета суммы компенсации расходов исполнителя на дизельное топливо устанавливается с учетом климатических условий в договоре с исполнителем с возможностью корректирования, при условии обоснованного подтверждения изменения цен на топливо.

Выделение топливной составляющей из тарифа позволяет разделить риски роста цен между подрядчиком и заказчиком, но в тоже время существенно экономит затраты заказчика на перезаложенные подрядчиком риски роста цен на 3 года вперед, при заключении договора по прежней схеме.

Для исключения искусственного завышения цены на дизельное топливо со стороны исполнителя транспортных услуг, предлагается зафиксировать цену на определенном уровне, с возможной корректировкой в случае обоснованного подтверждения изменения стоимости по согласованию сторон один раз в год не более чем на 5 %. В цену дизельного топлива так же необходимо включить затраты на доставку и накладные расходы, связанные с ведением учета топлива.

Применение комбинированного тарифа предполагает, что расходы на топливо не включаются в калькуляцию тарифов, а оплачиваются транспортной компании отдельно на основании данных о фактическом расходе топлива из копий первичных учетных документов с подтверждением показаний системы мониторинга расхода топливаТаким образом, в основе тарифа будут фактические расходы за проезд, которые будут контролироваться заказчиком.

Механизм оплаты за фактически потребленное топливо стал возможен благодаря распространению бортовых систем навигации. Так обслуживающие транспортные компании используют для контроля своих фактических расходов навигационные системы, но продолжают выставлять цены на транспортные услуги, основанные на нормативах расхода топлива.

Предложенная схема оплаты транспортных услуг с выделением топливной составляющей успешно применяется на Сандибинском месторождении ООО «РИТЭК» в ЯНАО, рассматривается возможность применения описанной схемы контрактирования услуг и на других месторождениях ООО «РИТЭК.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бунеев В.М., Виниченко В.А. Эффективность транспортного обслуживания производства и реализации сжиженного природного газа ямало-ненецкого автономного округа. В сборнике: современные проблемы и тенденции развития экономики и управления в XXI веке Сборник материалов XIV-й международной научно-практической конференции. 2016. С. 102-113.

2. Невгод Е.А. Система "бережливого производства" как механизм комплексного совершенствования стратегического планирования предприятия. Проблемы современной экономики (Новосибирск). 2015. № 28-2. С. 160-164.

Повышение нефтеотдачи путём сейсмической стимуляции нагнетательных скважин без подхода бригад КРС и ОПЗ на примере скважин Средне-Хулымского месторождении (Enhanced oil recovery by seismic stimulation of injection wells without the approach of KRS and OPZ teams on the example of wells in the Sredne-Khulymskoye field)

Невгод Руслан Григорьевич
Ведущий инженер Отдел добычи нефти и газа
ООО «РИТЭК» ТПП «РИТЭКБелоярскнефть»

АННОТАЦИЯ

Технология гидроимпульсного воздействия является высокоэффективным и экономически выгодным методом восстановления приемистости и продуктивности скважин. Простота реализации (без участия бригады КРС), возможность применения практически на всех типах скважин, отсутствие негативного влияния на конструкцию скважин - открывают широкие возможности использования технологии в промышленных масштабах.

ABSTRACT

Hydroimpulse technology is a highly effective and cost-effective method for restoring productivity. The ease of implementation, the possibility of using almost all types of wells, and the absence of a negative impact on the design of wells-open up wide opportunities for using the technology on an industry.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Гидроимпульсное воздействие, сейсмическое воздействие, эффект свабирования, трудноизвлекаемые запасы.

KEYWORDS

Hydroimpulse impact, seismic impact, swabbing effect, hard-to-recover reserves.

В результате более интенсивной выработки легкоизвлекаемой нефти, доля трудноизвлекаемых запасов неуклонно растет, что требует применения новых для России методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основным способом разработки нефтяных месторождений в России является поддержание пластового давления с помощью закачки воды. При этом достижение максимальных показателей нефтяных месторождений при заводнении в значительной степени зависит от эффективности работы нагнетательных скважинных.

В процессе закачки подтоварной и синоманской воды нефтепромыслов, используемых в системе заводнения, происходит заиливание поверхности фильтрации привнесенными водой взвешенными твердыми фракциями, смолами, нефтепродуктами, выпавшими солями, просто грязью. В результате происходит снижение и зачастую полная потеря приемистости.

Технология гидроимпульсного воздействия на пласт направлена на повышение приемистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин.

Метод воздействия на пласт заключается в использовании энергии сжатого воздуха (для добывающих скважин – инертного газа азота) с последующей передачей ее столбу жидкости в скважине. Под действием этой энергии столб жидкости в скважине начинает совершать возвратно-поступательные колебательные движения с частотой, равной

собственной частоте колебаний столба жидкости. Созданное воздействие оказывает на ПЗП тройное эффект:

а) гидроимпульсное воздействие - удар, создаваемый на устье скважины за счет сжатого газа, ударяет по призабойной зоне скважины с энергией удара до 30 кДж;

б) сейсмическое воздействие - создание знакопеременных механических напряжений в горной породе;

в) эффект свабирования - освобожденные засоряющие частицы удаляются из поровых каналов созданием кратковременного мощного потока по направлению к скважине, совмещенного с обратным ходом волны гидравлического импульса. В результате применения технологии гидроимпульсного воздействия происходит повышение проницаемости ПЗП, благодаря очистке ее от кольматанта, что приводит к кратному увеличению приемистости нагнетательных и дебитов добывающих скважин.

Технология импульсного воздействия обеспечивает увеличение приемистости скважин на 85% и на 30% дополнительную добычу нефти (по реагирующим скважинам на участке залежи)

- Оборудование устанавливается на устье скважины.
- Оборудование генерирует сейсмические (импульсы) волны, которые очищают ПЗП.
- Простота реализации: без гибкой трубы, КРС/ПРС, геофизической партии за одну смену.

Потенциал технологии был полностью подтверждён

- Количество проведенных скв.операций 230.
- Значительное увеличение приемистости.
- Длительность эффекта в среднем около 18 месяцев.

Для возможного применения данного метода с целью увеличения приемистости и снижения давления закачки на нагнетательном фонде было рассмотрено Средне-Хулымское месторождение.

Основной тип ОПЗ, применяемый ранее на данных скважинах – это ГКО. Ввиду плохой совместимости пластовой жидкости с применяемым кислотным составом, продукты реакции повторно кольматируют ПЗП при создании репрессии на пласт после пуска скважины в работу в связи с чем возникает необходимость привлечения физических методов воздействия на пласт.

Проведенные расчеты показали, что обработка нагнетательных скважин по технологии гидроимпульсного воздействия с ОПЗ силами ТПП наиболее эффективный вариант, NPV = 3,8 млн. руб., на 2,8 млн. руб. выгоднее существующей схемы.

Исходя из аналитических и практических исследований возможно заключить, что метод гидроимпульсно-сейсмического воздействия является одним из наиболее эффективных методов увеличения приемистости нагнетательных скважин, который способен значительно увеличить КИН и решить ряд проблем возникающих при разработке месторождений.

Повышение эффективности добычи нефти при совершенствовании процесса внутритрубной деэмульсации высоковязких эмульсий (на примере Рассветного месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

(Improving the efficiency of oil production while improving the process of in-line demulsification of highly viscous emulsions (for example, Rassvetnoye field of LUKOIL-PERM LLC)

Никель Светлана Андреевна[1], Лекомцев Александр Викторович[2]
[1]Инженер 1 категории ЦИТС (Полазна), [2]Доцент, к.т.н.
[1]ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
[2]ФГБОУ ВО «ПНИПУ»

АННОТАЦИЯ

Одной из технологий трубопроводного сбора высоковязкой нефти Рассветного месторождения, является перекачка с деэмульгатором. В работе представлена научно-обоснованная технология оптимизации сбора скважинной продукции за счет автоматизации процесса деэмульсации на основе разработанной модели управления. Эффективный ввод реагента позволяет сократить время его растворения и перемешивания. Результаты исследований могут быть применены на месторождениях, на которых ведется трубопроводный сбор высоковязких нефтей и высоковязких эмульсий.

ABSTRACT

One of the technologies for collecting high viscosity oil from the Rassvetnoye field is pumping with a demulsifier. The paper presents a science-based technology for optimizing the collection of borehole products by automating the process of demulsification based on the developed control model. Effective input of the reagent reduces the time of its dissolution and mixing. The research results can be applied in fields where high-viscosity oils and high-viscosity emulsions are collected by pipelines.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Внутритрубная деэмульсация, реология, нефть, математическое моделирование, система управления, аналитические алгоритмы, форсунка, эжектор.

KEYWORDS

In-pipe demulsification, rheology, oil, mathematical modeling, control system, analytical algorithms, nozzle, ejector.

В нефтегазовой индустрии постоянно используются новые технологии поиска, разведки и добычи нефти и газа. Отставание в технологическом развитии влечет за собой падение эффективности операционной деятельности [1]. На поздней стадии разработки месторождения при добыче высокообводненной вязкой продукции скважин происходит увеличение затрат на сбор и подготовку нефти. Для снижения энергозатрат на перекачку эмульсии и затрат на обработку ее деэмульгатором должен производиться критический анализ объектов ввода деэмульгатора в системе сбора с обоснованием их количества [2]. Целью данного исследования является повышение эффективности технологии внутритрубной деэмульсации и оптимизации системы сбора на основе разработанной модели управления технологическим процессом.

Положительный эффект от оптимизации процесса внутритрубной деэмульсации выражается в сокращении затрат на использование реагента-деэмульгатора. Безусловно, снижение дозировки должно происходить таким образом, чтобы не нарушать технологию процесса. Практическая значимость заключается в подборе дозировки реагента-деэмульгатора таким образом, чтобы с одной стороны сократить объёмы химизации, а с другой стороны обеспечить требуемое значение давлений при перекачке продукции по системе сбора.

Анализ промысловых данных по подаче деэмульгатора

Одним из факторов, осложняющим работу системы сбора, являются повышение вязкости нефти при снижении температуры транспорта и росте ее обводненности (все разрабатываемые пласты), а также содержание в нефти природных стабилизаторов: смол и асфальтенов. Кроме смол и асфальтенов в состав бронирующих оболочек эмульсии могут входить также высокоплавкие парафиновые компоненты.

За период 1 квартала подача деэмульгатора (точка подачи – на АГЗУ либо в скважины) периодически осуществляется выше средней нормы на 28 месторождениях. Повышенный расход реагента-деэумульгатора, относительно регламентных значений, считается в среднем 50 г/т. Потенциальные объекты для внедрения разработки цех №№ 1, 5, 7, 8, именно на этих объектах имеется наибольшее количество точек подачи. (рис. 1).

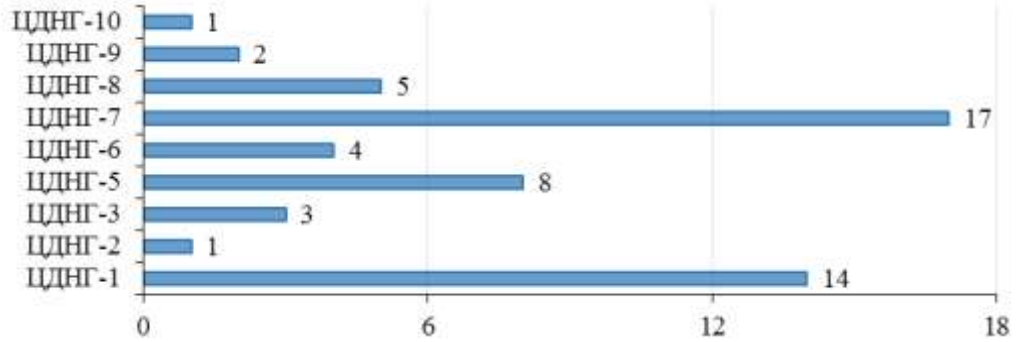


Рисунок 1 – Анализ применения реагентов-деэмульаготоров по цехам за 1 квартал

Из анализа гидравлического состояния системы сбора продукции нефтедобывающих скважин установлено, что порядка 50 % рассмотренных точек подачи реагента характеризуются также превышением фактического давления (более 30 %). В качестве объекта исследования принято Рассветное месторождение, поскольку месторождение находится на 3 стадии разработки, продукция обводненная, высоковязкая. Высокая вязкость эмульсии может вызвать резкое повышение линейных давлений, увеличение подачи химического реагента-деэмульгатора, который позволяет облегчить транспортировку эмульсии, снижает ее вязкость, улучшается прокачиваемость нефтяной продукции и уменьшает гидравлические потери. В связи с этим эффективное регулирование подачи реагента-деэмульгатора является актуальной задачей для выбранного месторождения.

Месторождение характеризуется повышенным расходом реагента на 4-х точках подачи. Выделен объект, на котором обозначенная проблема наиболее актуальна – АГЗУ-5039, к тому же линейные давления трубопровода от АГЗУ имеет отклонение от расчетного и достигает 3 МПа.

Основной проблемой является образование высоковязких эмульсий. В связи с увеличением обводненности скважинной продукции за последние 3 года в 1,5 раза, следует,

что указанная проблема приобретает особую актуальность. Это связано с технологическими факторами и темпами разработки месторождения.

Лабораторные исследования скважинной продукции

Наиболее существенными факторами, влияющими на образование высоковязких эмульсии в системе сбора, являются реологические свойства смеси [3]. В ходе лабораторных исследований готовились четыре образца: «холостая» эмульсия, эмульсии с добавлением деэмульгатора в количестве 50, 100, 200 г/т. Пределы изменения расхода реагента обусловлены исследовательским характером работы и производственными ограничениями. Все исследования проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 при температурах 2,5; 6; 10 °С (ГОСТ 18481-81). Диапазоны изменения температуры приняты исходя из эксплуатационных условий действующей трубопроводной системы. Исследовалось влияние реагента-деэмульгатора СТХ-9, который в течение последних трех лет обеспечивал наибольшую эффективность (рис. 2) [4].

Результаты лабораторных исследований показали эффективное влияние температуры на вязкость эмульсии. Увеличение дозировки реагента способствует снижению коэффициента динамической вязкости. Отсюда следует, что существует рабочий диапазон дозировки реагента для каждой фиксированной вязкости ВНЭ. Данный факт планируется использовать при создании алгоритма для оптимизации процесса химизации с применением компьютерного моделирования.

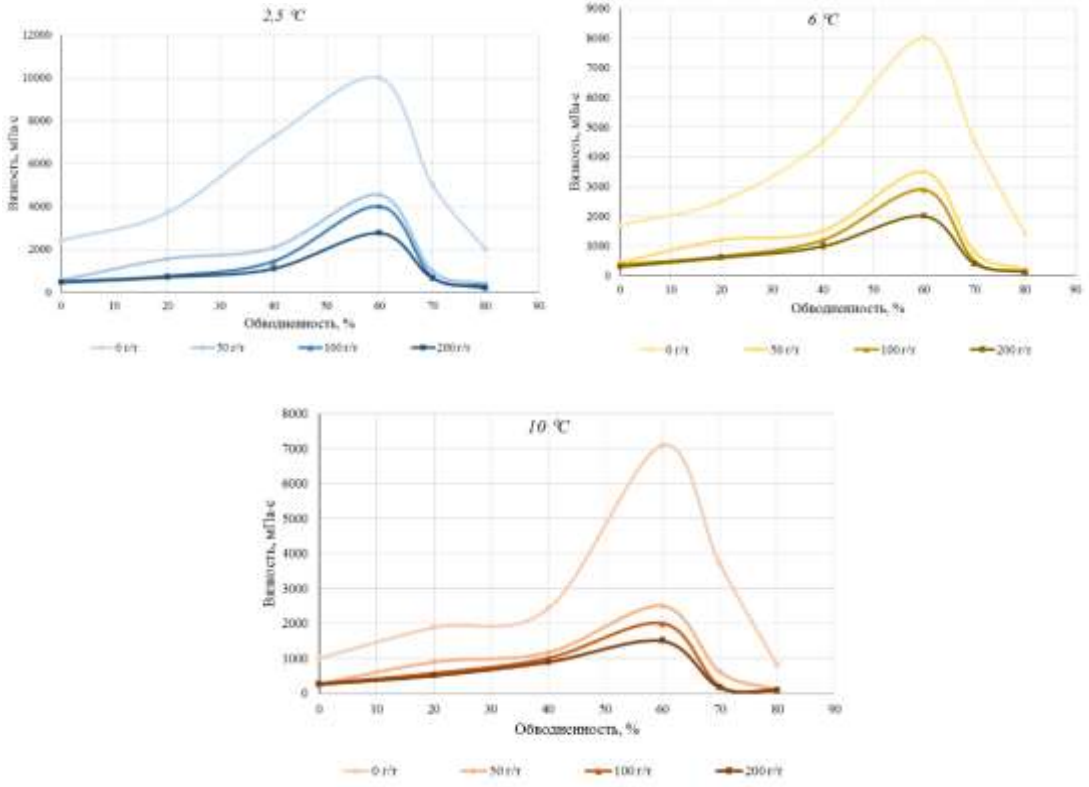


Рисунок 2 – Зависимость динамической вязкости от обводненности эмульсии при различных концентрациях деэмульгатора

Предложены уравнения, описывающие коэффициенты динамической вязкости смеси в зависимости от температуры и концентрации деэмульгатора. Полученные зависимости заложены в алгоритм оптимизации подачи деэмульгатора.

Численное моделирование

При решении оптимизационных задач системы сбора в случае использования реагента-деэмульгатора необходимо руководствоваться гидравлическими и технико-экономическими критериями. В ходе анализа системы важно выявить технологические ограничения. Для моделирования системы сбора пластовых флюидов используется программный продукт OLGA, который позволяет рассчитывать режимы течения многофазного потока в трубопроводах. Для расчета в программном продукте большое внимание, помимо создания гидродинамической модели системы сбора, уделяется необходимой информации о системе сбора, а также составу исходной смеси. Исходными данными для данной модели расчета являются геометрические характеристики трубопроводов; теплофизические параметры труб, флюидов; режимно-технологические параметры. В основу расчетов заложены экспериментальные исследования по определению реологических свойств эмульсии, описанные ранее, включающие в себя зависимости реологических свойств смеси от температуры и расхода реагента.

Выбран трубопровод АГЗУ-5039 – АГЗУ-5049, по которому ведется транспортировка высоковязкую нефть. Трубопровод выполнен из труб 159×5, марка стали Ст.10, тепловая изоляция отсутствует. Этот факт подтверждает влияние температуры окружающей среды и, соответственно, ВНЭ при ее перекачке в разные сезоны. Пример распределение давления по профилю трубопровода АГЗУ-5039 – АГЗУ-5049 (ПК0 – ПК7+22) при температуре 2,5 °С и расходе реагента-деэмульгатора 0 г/т, соответственна, представлено на рис. 3.

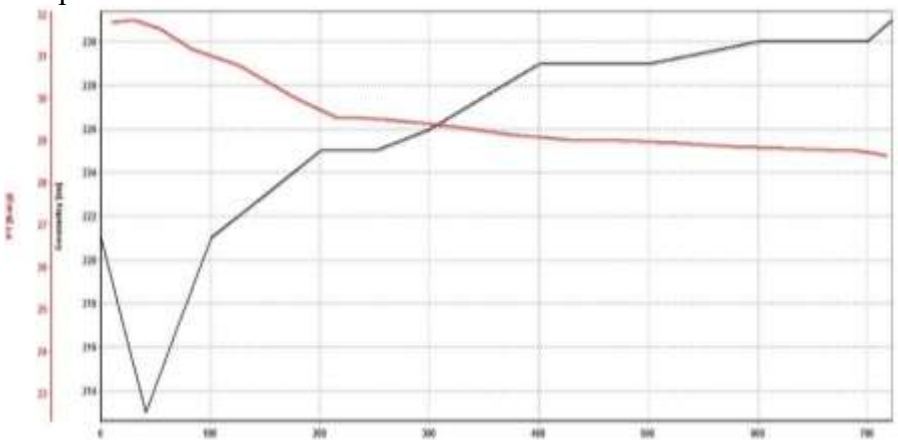


Рисунок 3– Распределение давления по профилю трубопровода АГЗУ-5039 – АГЗУ-5049 (ПК0 – ПК7+22) Т=2,5 °С, расход реагента 0 г/т

Задаваясь фиксированным расходом перекачки, производился расчет на различных температурах и вязкостях. Результатом работы алгоритма является значения давлений в системе сбора водонефтяной эмульсии, обеспечивающие оптимизацию подачи деэмульгатора и при этом работу системы сбора в рамках допустимых значений, без потери добычи нефти.

Для того чтобы определить линию рабочих режимов системы внутритрубной деэмульсации с применением химического реагента построено семейство кривых,

характеризующих влияние коэффициента динамической вязкости на линейное давление (рис.4).

На основе регрессионного анализа были получены уравнения зависимости линейного давления от вязкости. При увеличении вязкости в 2 раза линейное давление увеличивается примерно на 1 МПа, что отрицательно скажется на работе системы сбора. Необходимо найти «рабочее» давление и задаться его ограничениями. Для зимней работы это значение составляет 3,5 МПа, а для летней 3 МПа, уставки давления могут быть изменены по результатам опытной эксплуатации.

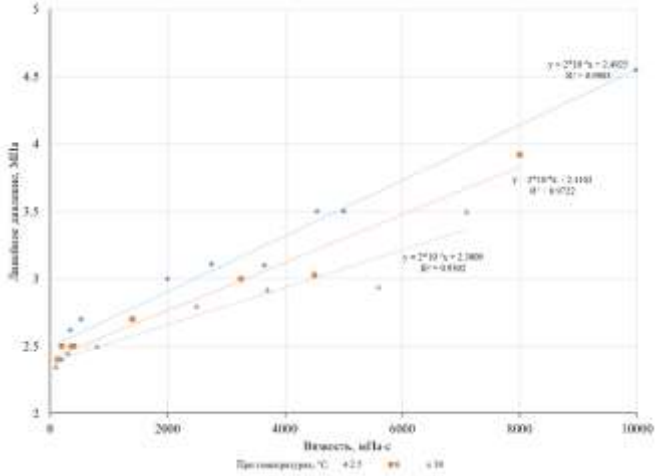


Рисунок 4 – Зависимость динамической вязкости от линейного давления при температурах 2,5; 6; 10 °С

Установлены технологические и иные ограничения, в рамках которых будет производиться поиск решения:

$$\begin{cases} T, w \to \mu(w,q) = f(w,q) \to \mu_{max} \to P(\mu) = f(\mu) \to P_{max} \\ P_{max} \geq P_{\text{раб}} \to \mu_{\text{раб}} \to \text{линия ограничения} \to q_{min}, \mu \leq \mu_{\text{раб}}, \\ P_{max} \leq P_{\text{раб}} \to q \text{ не изменяется} \end{cases}$$

Технология ввода подачи деэмульгатора

Распределение реагента в системе происходит только с частью объема продукции. Повышение эффективности при применении деэмульгатора достигается лишь его передозировкой. Обеспечить повышение эффективности деэмульсации нефти, при этом снизить расход деэмульгатора, позволяет эффективность технологии ввода подачи деэмульгатора.

В настоящее время процесс ввода химического реагента осуществляется через вспомогательный трубопровод. Недостатком известного устройства ввода химического реагента в поток жидкости является длительное и малоэффективное взаимодействие химического реагента с потоком трубопровода, при этом должным образом не обеспечивается интенсивное взаимодействие реагента с потоком скважинной продукции в трубопроводе [5].

Среди поиска уровня техники, включающего поиск по научно-техническим источникам информации, известно простое, но эффективное дозировочное устройство – форсунка, которая предназначена для ввода химического реагента и диспергирования его в основной поток. Устройство повышает эффективность процесса обработки нефтепродукта

за счет сокращения времени растворения и перемешивания химического реагента во всем объеме нефтепродукта. Использование рассматриваемой технологии позволит обеспечить повышение эффективности деэмульсации нефти, при этом снизить расход деэмульгатора.

Путем искусственного процесса подачи деэмульгатора при внутритрубной деэмульсации получены модели впрыска в систему мелких диспергированных частиц реагента, выходящих из тонкого отверстия (рис. 5). Линии тока равномерно распределяются в потоке эмульсии, что доказывает эффективность деэмульсации нефти. При течении жидкости через узкое отверстие перепад давления определяется деформацией потока (его сжатием/расширением) и преобразованием потенциальной энергии течения в кинетическую. Здесь часть кинетической энергии рабочей среды передается транспортируемой среде, происходит выравнивание скоростей по сечениям



Рисунок 5– Линии тока деэмульгатора в системе

Разработка модели и технологии по оптимизации процесса сбора высоковязких обводненных нефтей

В настоящее время концепция представляет собой набор лабораторных исследований и компьютерного моделирования, представленных в виде алгоритма. При блок-схемном описании алгоритм изображается геометрическими фигурами связанными по управлению линиями со стрелками. В блоках записывается последовательность действий (рис. 6).

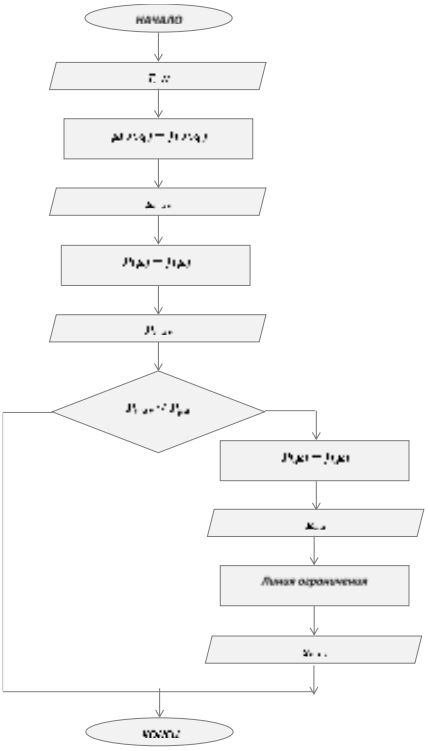


Рисунок 6 – Графическое изображение алгоритма в виде блок-схемы

Процесс изменения подачи деэмульгатора включает в себя пять стадий:

1) замер обводненности продукции с применением прибора влагомера или в ручном режиме;

2) температурный режим в зависимости от времени года. Задается вручную или имеет информационную связь с датчиком температуры;

3) корреляция кривых вязкостей;

4) корреляция кривых линейных давлений;

5) оптимальный расход реагента-деэмульгатора.

Для создание технологичной системы разработаны алгоритмы, способные автоматически подбирать необходимый объем подаваемого реагента. Автоматизация процесса реализуются на базе установки, которая включает в себя контроллер и частотный регулятор на приводе дозировочного насоса в блоке подаче реагента (БПР), влагомер (рис. 7). С помощью предложенной системы возможно снижение расхода реагента до 35-50% от существующих значений, что влечет за собой экономию денежных затрат. Получение информацию в режиме реального времени, исключает необходимость ежедневного обхода специалистами нефтедобывающего предприятия.

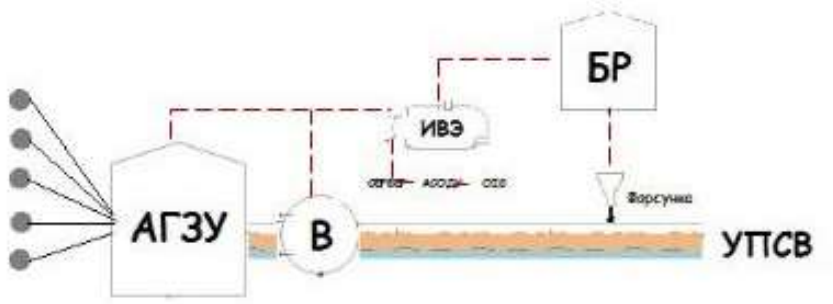


Рисунок 7 – Графическое изображение концепции

Оптимизация точек подачи деэмульгатора при внутритрубной деэмульсации

Ввод деэмульгатора осуществляется, как было рассмотрено выше, в узловых точках АГЗУ. Должна обеспечиваться беспрепятственная коалесценция глобул воды. Более рациональным может быть подача деэмульгатора в несколько точек технологической схемы. Это объясняется тем, что часть поданного деэмульгатора адсорбируется на диспергированных в нефти твердых частицах и тем самым снижается его деэмульгирующая способность. Поэтому целесообразно создать дополнительную подачу деэмульгатора в тех узлах, где имеется необходимость.

Для оптимизации работ и уменьшения линейного давления необходимо оптимизировать выбор рациональных точек подачи и объема дозировки реагента. Перенос точек подачи деэмульгатора позволит распределить объем реагента равномерно по трубе. Часть деэмульгатора, дозированного на АГЗУ-5075 и на скв. № 507 АГЗУ-5063, предлагается перенести на точку АГЗУ-5079, в количестве 5 кг и 3 кг соответственно. Необходимый объем подобрать опытным путем с помощью разработанной системы управления, в случае недостаточного понижения давления и увеличения эффекта, возможен отбор необходимого дополнительного объема с УПСВ «Рассвет».

Ожидаемый эффект составляет 10 кг в месяц – 34 тыс. руб экономии, а в год 409,4 тыс. руб. Расчёт экономического эффекта производился согласно реестру цен на химические реагенты и услуги по доставке и заправке блока подачи реагента. Объем необходимых инвестиций составляет 120 тыс. руб или 420 тыс. руб, в зависимости от наличия влагомера. Финансирования осуществляется за счет средств от сокращения затрат на покупку химического реагента. Чистый приведенный доход составляет 1252 тыс. руб и 952 тыс. руб, срок окупаемости 4 мес. или 1,2 года. Предлагаемый проект является экономически эффективным.

Выводы

Ожидаемый годовой эффект составляет 409,4 тыс. руб., выражаемый в сокращении деэмульгатора на 120 кг.

Результаты проведенных в работе экспериментальных и теоретических исследований позволяют сделать следующие основные выводы:

- заложены уравнения в алгоритм подачи реагента на основе комплексных экспериментальных исследований;
- обозначены рациональные значения линейных давлений в системе с помощью построенной гидродинамической модели;
- эффективный ввод деэмульгатора обеспечивает повышение эффективности процесса деэмульсации;
- повышается деэмульгирующая способность за счет перераспределения подачи деэмульгатора;

- эффективное и оперативное изменение подачи деэмульгатора в автоматическом режиме, с высокой производительностью при низких капитальных затратах, обеспечивает процесс оптимизации расхода подаваемого реагента и, следовательно, эксплуатационных затрат.

Чистый приведенный доход составляет 1252 тыс. руб, срок окупаемости 4 мес.

Выполнено при поддержке:

Пермского научно-образовательного центра «Рациональное недропользование», в частности, Илюшина Павла Юрьевича и Лекомцева Александра Викторовича.

Общества Ограниченной Ответственности «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в частности, Третьякова Олега Владимировича и Мазеина Никиты Игоревича.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа [Текст]: публичный аналитический доклад. – М.: БиТуБи, 2017. – 220 с.
2. *Закиров А.И.* Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти [Текст]: дис... канд. техн. наук: 25.00.19: защищена 2016: утв. 12.10.2017 / Закиров Айдар Ильдусович.- Санкт-Петербург, 2016. – 170 с.
3. Образование эмульсий в процессе добычи и транспортировки нефти – (https://designtest.lms.tpu.ru/mod/book/tool/print/index.php?id=14404).
4. Технологический регламент на применение химических реагентов-деэмульгаторов для процессов подготовки нефти в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [Текст]: Пермь, 2018-2020.
5. Для введения в трубопровод различных составов [Текст]: пат. 1645747 Рос. Федерация: F17D3/12. / Галицкий Ю.Я.; заявитель и патентообладатель казанский филиал московского энергетического ин-та. - № 4691901/29; заявл. 16.05.89; опубл. 30.04.91, Бюл. № 16. – 3 с.
6. *Потемкина В.А.* Моделирование реологических свойств минеральных суспензий с использованием методов вычислительной гидродинамики [Текст] / А.В. Потемкина, А.М. Элбендари // Маркшейдерия и недропользование. – 2018. - № 1. – С. 58-61.

Изучение кинетики термической полимеризации тяжелой пиролизной смолы
(Study of the kinetics of thermal polymerization of heavy pyrolysis resin)

Павлюк Карина Игоревна[1], Цалко Виктория Валерьевна[2],
Осипенок Екатерина Михайловна[3]
[1,2]Студент, [3]Магистрант
Белорусский государственный технологический университет
Научный руководитель: к.х.н., заведующий кафедрой нефтегазопереработки и нефтехимии
Юсевич А.И.

АННОТАЦИЯ

Изучали зависимость йодного числа от времени при термообработке тяжёлой пиролизной смолы – побочного продукта этилен-пропиленового производства завода «Полимир» ОАО «Нафтан». Рассчитывали изменение концентрации двойных связей в результате термообработки и определяли кинетические параметры процесса расходования непредельных соединений при разных температурах. По полученной температурной зависимости кинетических параметров установили эффективную энергию активации реакции термической полимеризации тяжелой пиролизной смолы.

ABSTRACT

The article studied the dependence of the iodine number on time during the heat treatment of heavy pyrolysis resin, a by-product of ethylene-propylene production of the Polymir plant JSC «Naftan». The change in the concentration of double bonds as a result of heat treatment was calculated and the kinetic parameters of the process of expenditure of unsaturated compounds at different temperatures were determined. From the obtained temperature dependence of the kinetic parameters, the effective activation energy of the reaction of thermal polymerization of heavy pyrolysis resin was established.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Пиролиз углеводородов, побочные продукты, тяжелая смола, йодное число, непредельные соединения, полимеризация, константа скорости, энергия активации, нефтеполимерная смола.

KEYWORDS

Hydrocarbon pyrolysis, by-products, heavy resin, iodine number, unsaturated compounds, polymerization, rate constant, activation energy, petroleum polymer resin.

Пиролиз – один из основных процессов нефтегазохимии, в результате него образуются востребованные мономеры – этилен и пропилен, а также большое количество побочных жидких продуктов пиролиза. Получение нефтеполимерных смол (НПС) – перспективное направление в переработке жидких продуктов пиролиза. НПС используют в различных отраслях промышленности: лакокрасочной в композициях на основе алкидных смол, как компоненты составов для дорожной разметки; резиновой в качестве мягчителей, как эффективные пластификаторы вместо кумароно-инденовых смол и канифоли; клеевой при производстве термоплавких, контактных клеев, при производстве различных самоклеящихся продуктов.

Целью данной работы является определение эффективных кинетических параметров процесса термической полимеризации тяжелой смолы пиролиза (ТПС) в ходе синтеза НПС

на основе анализа изменения йодного числа (ЙЧ) реакционной смеси. ЙЧ характеризует суммарное содержание непредельных соединений, принимающих непосредственное участие в реакциях полимеризации.

Объект исследования – тяжелая пиролизная смола установок ЭП-60-½ завода «Полимир» ОАО «Нафтан». Характеристика этой смолы приведена в [1].

Синтез НПС осуществлялся при двух температурах: 250°С и 270°С. В реактор объемом 1 л, оснащенный лопастной мешалкой, загружали 700 мл ТПС, герметично закрывали, включали перемешивание со скоростью 300 об/мин и нагревали в течение 45 минут до температуры реакции. Момент достижения заданной температуры реакционной смеси считали началом синтеза. По окончании синтеза реакционную смесь охлаждали до 120 °С и выгружали из реактора через донный клапан.

Для изучения кинетики реакции термической полимеризации ТПС в ходе синтеза отбирали пробы реакционной смеси каждый час и определяли их ЙЧ. Предварительно готовили спиртовой раствор йода, растворяя 20 г металлического йода в 1000 мл этилового спирта. Навеску 0,2–0,4 г реакционной смеси растворяли в 15 $см^3$ толуола в конической колбе на 500 $см^3$, затем добавляли 25 $см^3$ спиртового раствора йода, 150 $см^3$ дистиллированной воды. Содержимое колбы встряхивали в течение 5 минут и оставляли в темном месте на сутки. Далее, непосредственно перед титрованием, обмывали пробку и стенки колбы небольшим количеством дистиллированной воды, добавляли 20–25 $см^3$ 20%-го раствора йодистого калия и титровали 0,1 н раствором тиосульфата натрия. Когда жидкость в колбе приобретала светло-желтый цвет, прибавляли 1–2 $см^3$ 0,5%-го раствора крахмала и продолжали титрование до исчезновения синевато-фиолетового окрашивания. Также проводили контрольный опыт, но без нефтепродукта.

Полученные зависимости представлены на рис. 1.

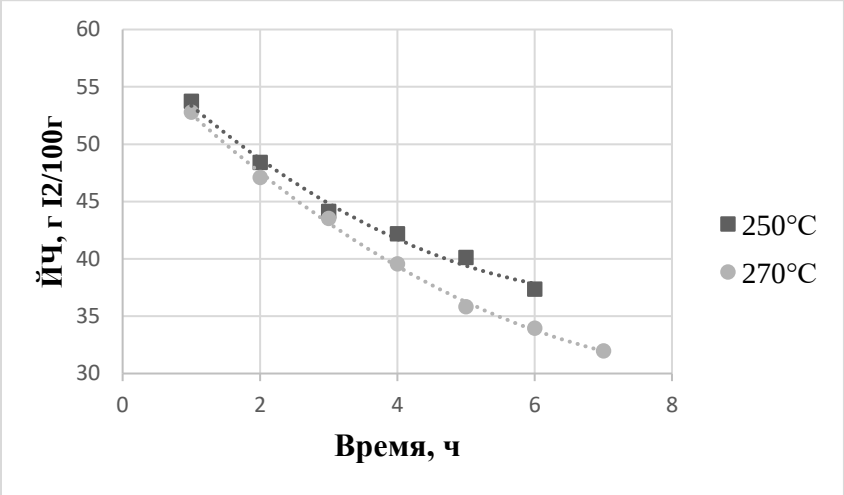


Рисунок 1 – Зависимости ЙЧ реакционной смеси от времени реакции

Из рисунка 1 видно, что ЙЧ ТПС в процессе термообработки уменьшается, что свидетельствует о расходовании двойных связей реакционноспособных компонентов смолы/

В работе [1] была предложена кинетическая модель процесса термической полимеризации ТПС на основе бимолекулярных реакций. Интерпретация кинетической модели в виде реакционной схемы представлена на рисунке 2.

Реакционная способность всех двойных связей в разных соединениях принималась одинаковой. Из этого предположения была взята кинетическая модель второго порядка.

Уравнение скорости второго порядка имеет вид:

$$\frac{-dC}{d\tau} = k \cdot C^2 ,$$

где k – константа скорости химической реакции, г/(моль·ч);

C – текущая концентрация двойных связей, моль/г.

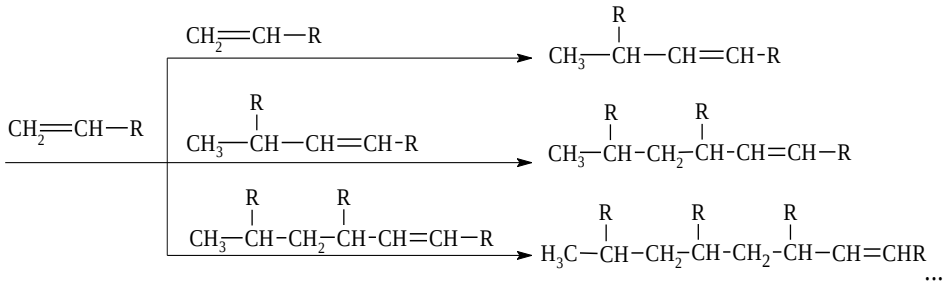


Рисунок 2 – Приближенная кинетическая модель полимеризации ТПС

После интегрирования получаем:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_0} + k \cdot \tau , \qquad (*)$$

где C_0 – начальная концентрация двойных связей, моль/г.

Полученные в ходе экспериментов данные о йодных числах позволили рассчитать концентрации двойных связей в ТПС с учетом того, что на взаимодействие с 1 моль двойных связей расходуется 1 моль I_2:

$$C = \frac{\text{ЙЧ}}{100 \cdot M(I_2)} ,$$

где ЙЧ – йодное число реакционной смеси, г I_2/100 г;

$M(I_2)$ – молярная масса I_2, г/моль $M(I_2)$=254 г/моль.

На основании полученных значений концентраций двойных связей проб НПС построим график зависимости $1/C = f(\tau)$, представленный на рис. 3.

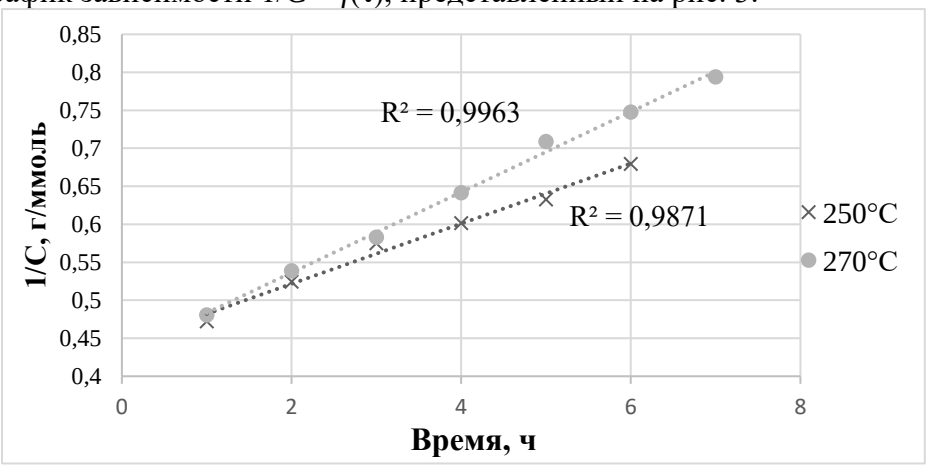


Рисунок 3 – Кинетические кривые процесса полимеризации ТПС

Как видно из рисунка 3, зависимости обратных концентраций двойных связей от времени реакции имеют линейный характер (коэффициенты детерминации 0,9871 и 0,9963), что подтверждает применимость выбранной кинетической модели для процесса термической полимеризации ТПС. Экспериментальные данные были аппроксимированы уравнением (*), что позволило определить эффективные кинетические параметры реакций полимеризации (таблица 1).

Таблица 1. – Параметры кинетического уравнения

Температура реакции, °С	C_0, ммоль/г	$k, \frac{г}{ммоль \cdot ч}$
250	2,3	0,040
270		0,053

По полученным значениям константы скорости при разных температурах были рассчитаны параметры уравнения Аррениуса: энергия активации (E_A) и предэкспоненциальный множитель (A).

$$E_A = \frac{R \cdot T_1 \cdot T_2}{T_2 - T_1} \cdot \ln \frac{k_2}{k_1} = \frac{8,314 \cdot 523 \cdot 543}{543 - 523} \cdot \ln \frac{0,0529}{0,0396} = 34185,5 Дж/моль$$

$$A = \frac{k}{e^{-\left(\frac{E_A}{RT}\right)}} = \frac{0,0396}{e^{-\left(\frac{34185,5}{8,314 \cdot 523}\right)}} = 0,02588 \frac{г}{ммоль \cdot ч}$$

Энергия активации термической полимеризации обычно невелика: 20–35 кДж/моль [2], что соответствует полученным нами экспериментальным данным (E_A=34,19 кДж/моль).

Энергия активации роста цепи зависит от химической природы мономера (таблица 2). К активным мономерам относятся мономеры, у которых двойная связь сопряжена с ненасыщенной группой заместителя, т.е. с большой энергией сопряжения. У неактивных мономеров сопряжение отсутствует или его энергия мала. Энергия активации присоединения мономера к радикалу тем ниже, т.е. мономер тем активнее, чем выше энергия сопряжения в радикале, который получается в результате присоединения этого мономера к исходному радикалу. Поэтому, чем выше реакционная способность мономеров, тем ниже энергия активации присоединения мономера, т.е. тем выше скорость его радикальной полимеризации [3]. Исходя из таблицы 2, можно сделать вывод, что при термообработке ТПС в реакцию полимеризации вступают преимущественно гомологи стирола и диеновые соединения, присутствующие в смоле. Прочие ненасыщенные мономеры не способны к полимеризации вследствие стерических затруднений, к таким мономерам относятся мономеры с винилиденовой группой.

Таблица 2. – Значения энергии активации (E_A) роста цепи некоторых мономеров [3]

Мономер	E_A, кДж/моль
Стирол	30,33
Бутадиен	38,91
Изопрен	41,00

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы. Термическая полимеризация ТПС протекает с удовлетворительной скоростью лишь при

высоких температурах (250–270°С) из-за низкой концентрации реакционноспособных мономеров, содержащих двойные связи. Ускорение процесса за счет дальнейшего повышения температуры нецелесообразно, т.к. прирост скорости реакций полимеризации будет небольшой из-за невысокой их энергии активации, но получат значительное развитие побочные реакции термодеструкции. Для ускорения синтеза НПС из ТПС более предпочтительно применение инициаторов радикальных реакций либо катализаторов ионных реакций.

Работа выполнена в рамках Государственной программы научных исследований «Химические технологии и материалы», задание 1.51 «Получение ценных нефтехимических продуктов из тяжелой смолы пиролиза».

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Юсевич, А.И.* Получение нефтеполимерной смолы с заданными свойствами из тяжелой смолы пиролиза / А. И. Юсевич, К. И. Трусов, Ж.С. Шашок, Е.П. Усс, С.А. Перфильева // Труды БГТУ. Сер. 2. Хим. технол., биотехнол., геоэкол. – 2018. – №1 (205). – С. 147–153.

2. *Рафф Р.А.* Кристаллические полиолефины. Т.2. Строение и свойства / Р.А. Рафф, В.К. Док. – М.: Химия, 1970.

3. Краткая химическая энциклопедия: В 5 т.: том 4: Пирометаллургия. / И.Л. Кнунянц [и др.] – М.: Сов. энцикл, – 1965.

Комплексный предиктивный анализ погружного электродвигателя для управления его межремонтным периодом
(Complex predictive analysis for management of a submersible electric pump)

Парамзин Александр Олегович
Магистрант, Младший научный сотрудник
Югорский государственный университет
Научный руководитель: д.т.н., профессор Ковалев В.З.

АННОТАЦИЯ

Работа посвящена основной составляющей нефтедобывающих установок погружному электродвигателю (ПЭД), в частности уделяется внимание надежности таких электродвигателей. ПЭД представлен в виде совокупности элементарных электрических машин (ЭЭМ), определяемых тепловым неоднородностями. Для идентификации параметров ЭЭМ предлагается энергетическая математическая модель, которая лежит в основе новой методики обслуживания и сборки электродвигателя.

ABSTRACT

The work is focused on the main component of oil production units - an electric submersible pump (ESP). In particular, attention is paid to the reliability of these electric motors. ESP is represented as a set of elementary electric machines (EEM), which are defined by thermal inhomogeneities. Energy mathematical model is offered for identification of EEM parameters, which is the basis of new methods of maintenance and assembly of electric motor.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Погружной электродвигатель, межремонтный период, математическая модель, элементарная электрическая машина.

KEYWORDS

Submersible electric pump, time between overhaul, mathematical model, elementary electric machine.

Погружной электродвигатель (ПЭД) является основным компонентом электрического центробежного насоса, предназначенного для добычи нефти. В данной работе этот насосный агрегат рассматривается с позиции энергетики как асинхронная электрическая машина с короткозамкнутым ротором. Как правило такой тип двигателей работает в режиме непрерывных нагрузок в вязких субстанциях, находящихся глубоко под землей.

Работоспособность ПЭД в значительной степени определяет жизненный цикл всего оборудования для добычи нефти. На сегодня надежность оборудования для откачки пластовой жидкости из скважины описывается такими понятиями как межремонтный период (МРП) агрегата и срок его наработки на отказ. Несмотря на обширное повсеместное применение этих понятий накладывает ряд допущений:

- Точность измерений неопределенна, в связи с этим возникает ограничение на сравнение полученных результатов.
- Так как характеризуемые процессы внутри погружного двигателя не являются стохастическими возникают противоречия в их природе

- Объем данных для последующего анализа искуственно ограничивается

В текущих реалиях при производстве и ремонте погружного электрооборудования используется достаточно грубая отбраковка комплектующих согласно ГОСТ. Данный факт увеличивает финансовые затраты при производстве и диагностике, при этом не гарантируется отсутствие аварийных случаев. Также при использовании такой технологии не удается добиться снижения потерь «в стали» насосного агрегата. Согласно данным «ВНИИЭМ», наличие внутри электродвигателя зоны температурной аномалии (превышение температуры на 8 – 10°С) вдвое снижает срок службы его изоляции. Следствием перегрева, в свою очередь становится короткое замыкание в обмотке ПЭД и его выход из строя. Потери «в стали» обуславливаются температурным состоянием погружной машины, а оно в свою очередь напрямую зависит от состояния магнитной части (магнитопроводов) погружного электродвигателя.

Надежность систем подъема нефти из скважины, с использованием электрических погружных насосов (ПЭД) в значительной степени зависит от производительности этих насосов.[5] Ведущие компании нефтяной отрасли ведут свою деятельность в области развития добычи трудно извлекаемых запасов (ТРиЗ), при этом стараются снизить себестоимость добытой нефти. Однако, данный факт многократно повышает нагрузку на погружное оборудование и демонстрирует, что без исследований, направленных на диагностику и повышение надежности насосного агрегата невозможно снизить финансовые затраты по добыче полезных ископаемых.

В последние годы, предиктивные технологии, работающие в режиме реального времени на основе алгоритмов машинного обучения приобрели важное значение благодаря возможности использования исторических данных для предсказания будущего. С целью минимизации температурных флуктуаций вдоль расточки статора предлагается методика комплексной диагностики погружного электродвигателя и его сборки на стадиях капитального ремонта или проектирования. Методика опирается на ранее разработанную технологию “Smart-Select”[3]. Благодаря модификации появляется возможность скомпоновать роторную часть ПЭД (ПР1, ПР2 ,…, ПРn) «парирующую» потенциально опасные в магнитном отношении участки. Для создания такой технологии необходимо решение ряда задач:

1) Ввести в рассмотрение понятие элементарной электрической машины (ЭЭМ), которая определяется по признаку однородности электромагнитных характеристик на участке рассмотрения

2)Выделить «потенциально опасные» участки вдоль расточки статора ПЭД и представить их в виде ЭЭМ

3) Найти и спрогнозировать поведение потенциальных участков локального перегрева

4) Идентифицировать параметры схемы замещения ЭЭМ

5) Исследовать причины тепловых неоднородностей

6) Предложить модификацию технологии “Smart – Select”, разработанной Ковалевым В.З.

Подтверждением гипотезы о значительной неравномерности распределения температур внутри погружного электродвигателя подтверждает проведенное тепловое обследование с использованием пирометрического метода измерения: (фрагмент приведен на рисунке 1)

Выделяется две причины местного перегрева обмотки статора – это дефект изоляции и обмоточного провода (не рассматривается в рамках данной работы) и локальный нагрев части магнитопровода. [1] Последняя причина обуславливается либо нарушениями при использовании технологии шихтовки, либо неудачным сочетанием «соседних» листов статорного железа из-за допусков на толщину проката. Методики обнаружения таких дефектов, применяемые на сегодняшний день дороги в эксплуатации, и приводят к отбраковке всего изделия в целом при обнаружении неисправности.

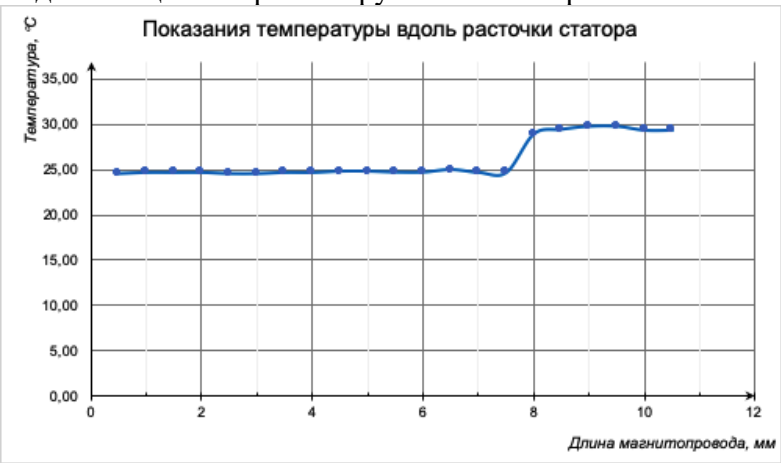


Рис. 1 – Исследование температуры вдоль внутренней образующей статора ПЭД

Соответственно, после получения картины распределения температуры, можно сделать вывод о том, что тепловая неоднородность «привязана» к методике шихтовки и их допускам на толщину и оказывает влияние на неравномерность магнитных свойств. Значит, существует вероятность концентрации предпосылок в некоторой узкой зоне и в последующем в этом месте насосный агрегат будет склонен к перегреву, если не найти как парировать эту проблему.

Введем в рассмотрение понятие элементарной электрической машины (ЭЭМ) и расширим его. ЭЭМ - «часть погружного электродвигателя (включая участок обмотки статора, участок вала, участок системы охлаждения) физически совпадающая» [2] с температурно-однородным участком пакета статора. Соответственно электродвигатель можно рассмотреть, как совокупность таких составных частей. Данное определение позволяет выделить опасные участки вдоль расточки статора ПЭД и представить их в виде ЭЭМ.

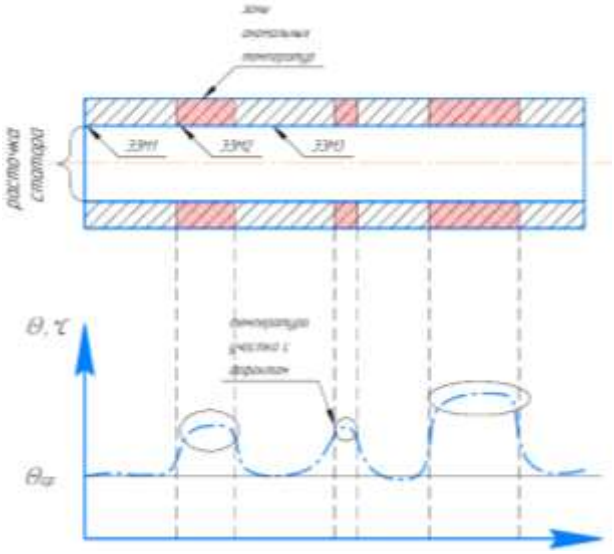


Рис. 2 – Распределение температуры вдоль расточки статора

По разработанным в [2] алгоритмам и параметрам предложенным в [4] построена энергетическая математическая модель погружного электродвигателя с учетом возможного наличия локальных областей перегрева. Структура модели состоит из совокупности ЭЭМ в общем случае, с различными параметрами.

Примечание: Общепринятой верифицированной методики идентифицирования параметров схемы замещения ЭЭМ ПЭД на сегодняшний день нет. Предлагается разработка, способная определить эти параметры.

Данная модель позволяет в соответствии с разбиением выявить ЭЭМ с потенциальным превышением температуры, определить параметры схемы замещения и на этой основе спрогнозировать перегрев такого участка.

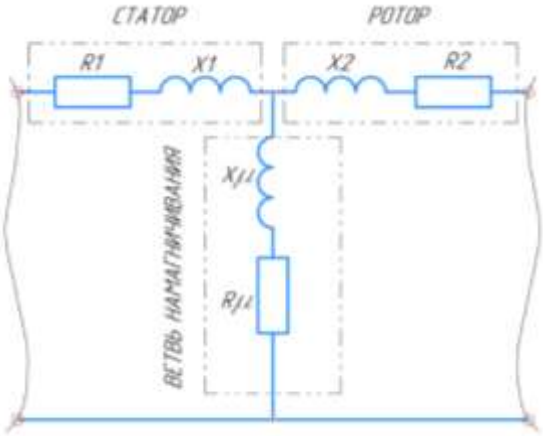


Рис. 3 - Схема замещения элементраной электрической машины

Отличия предлагаемой методики от современных средств анализа заключаются в принципиально новом комплексном подходе к анализу состояния магнитной части ПЭД и реакции на характеристики отдельных участков вдоль погружного электродвигателя.

Энергетическая математическая модель ПЭД построенная по алгоритмам предложенным в [2], и с параметрами, идентифицированными по модификации алгоритмов

разработанных в [4], показала, что для ПЭД габарита 117, при комплектации по принципу оптимизации тепловых параметров ЭЭМ, МРП увеличивается на 20-35%, в зависимости от свойств, имеющихся в наличии комплектующих.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Sukhachev I.S.* An algorithm of the loss risk assessment in the oil production in case of electric submersible motor failure / I.S. Sukhachev, T.D. Gladkikh, V.V. Sushkov // IEEE Conference 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines. - Omsk, 2016. – №7819089.10.1109/Dynamics. 2016.7819089. DOI: 10.1109/Dynamics.2016.7819089

2. *Ковалев В.З., Архипова О.В.* Методика управления энергоэффективностью и надежностью электротехнического комплекса УЭЦН / Современные проблемы науки и образования. 2014. № 6. С. 188.

3. *Дюба Е.А., Архипова О.В., Ковалев В.З.* Технология Smart-Select При Ремонте Погружных Электродвигателей / Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 1-2 (43). С. 24-27.

4. *Glazyrin A.S. et al.* / Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2020. V. 331. 1. 148–157

5. *Castellanos M.B. et al.* /Fault identification using a chain of decision trees in an electrical submersible pump operating in a liquid-gas flow // Journal of Petroleum Science and Engineering. January 2020. Volume 184.

Аномальная диффузия идеального газа в геологической среде с флуктуирующими свойствами

(Anomalous diffusion of an ideal gas in a geological environment with fluctuating properties)

Паскарь Сергей Юрьевич
Аспирант
ФГБОУ ВО «КамГУ им. Витуса Беринга»
Научный руководитель: канд. физ.- мат. наук Самойленко С.Б.

АННОТАЦИЯ

Создана физико - математическая модель аномальной диффузии идеального газа в конденсированной среде. Целью исследования является получение выражения для аномальной диффузии нестабильного, химически неактивного газа для конденсированных сред, разработка численного метода решения и реализация модели в программной среде. Новизна модели заключается во введении ранее не применяемых параметров, характеризующих флуктуирующие свойства газа и среды. В качестве объекта исследования рассмотрен инертный газ радон (^{222}Rn) который хорошо подходит под определение идеального, благодаря явлению распада ^{222}Rn надёжно регистрируется на поверхности и в глубине Земли экспериментально. Кроме того, явление радиоактивного распада вводит в задачу естественный масштаб времени. Результаты моделирования должны объяснить наиболее вероятные причины возникновения явления аномальной диффузии в геологических средах. В статье представлен и проанализирован результат апробирования модели на примере прохождения радона в почве. Получены зависимости объёмной активности радона (кБк/м^3) от глубины (до 8 метров) с применением различных значений параметров аномальности (L) и “шума” среды (Ψ).

ABSTRACT

A physical and mathematical model of anomalous diffusion of an ideal gas in a condensed medium has been created. The aim of the study is to obtain an expression for the anomalous diffusion of an unstable, chemically inactive gas for condensed media, develop a numerical solution method, and implement the model in a software environment. The novelty of the model lies in the introduction of previously unused parameters that characterize the fluctuating properties of the gas and medium. The object of the study examined the inert gas radon (^{222}Rn) which well fits the definition of perfect, due to the phenomenon of disintegration ^{222}Rn is reliably detected at the surface and in the depths of the Earth experimentally. In addition, the phenomenon of radioactive decay introduces a natural time scale to the problem. The results of the simulation should explain the most likely causes of the phenomenon of anomalous diffusion in geological environments. The article presents and analyzes the result of testing the model on the example of radon passage in the soil. The dependences of the radon volume activity (кБк/м^3) on the depth (up to 8 meters) were obtained using different values of the anomaly parameters (L) and environmental “noise” (Ψ).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Аномальная диффузия, идеальный газ, радон, конденсированная среда, математическая модель, флуктуация, колебательный процесс.

KEYWORDS

Anomalous diffusion, ideal gas, radon, condensed medium, mathematical model, fluctuation, vibrational process.

ВВЕДЕНИЕ

В классическом определении диффузией называют перемешивание компонентов вещества, возникающее при наличии перепада их концентраций. Известно, что на микроскопическом (молекулярном) уровне причиной диффузии является хаотическое движение индивидуальных частиц, которое на макроуровне приводит к возникновению направленного течения компонентов смеси [1].

Универсальность диффузионных законов весьма широка. Примеры таких процессов разнообразны по своей природе и проявлению. К диффузионным моделям приводят различные физические и не обязательно физические задачи: одни и те же диффузионные уравнения описывают поведение нейтронов в ядерном реакторе, курса ценных бумаг на финансовой бирже и частиц цветочной пыльцы, взвешенных в жидкости [2]. В основе этой универсальности лежит центральная предельная теорема (ЦПТ) теории вероятности, утверждающая, что сумма большого количества независимых одинаково распределённых случайных величин, имеющих конечную дисперсию, стремится к нормальному распределению.

Существует класс явлений, обусловленных случайными процессами, в которых нарушаются некоторые условия применимости ЦПТ. Случайный перенос частиц в среде, не подчиняющийся классическим диффузионным законам, принято называть «аномальной диффузией», и в зависимости от скорости протекания она бывает двух типов: субдиффузия и супердиффузия. Одним из возможных следствий процесса такой диффузии является нарушение линейности в зависимости среднеквадратического смещения от времени [3]. Такие процессы начали активно исследоваться лишь в последней четверти прошлого века, причём проблема остаётся актуальной и по настоящее время. На данный момент обнаружено множество физических примеров «аномальной диффузии». Следует отметить, что эти примеры весьма разнообразны по своей физической природе и проявлению.

В современных моделях для описания миграции вещества в реальных средах рассматривают неоднородные системы с фрактальной геометрией [3]. Под определение таких систем хорошо подходит пористая геологическая среда с флуктуирующими свойствами. Моделированию таких нелинейных закономерностей переноса газа в сложных системах и посвящено моё исследование.

Математика задачи случайных блужданий в процессах миграции газов позволяет нам оперировать как коэффициентом диффузии, определённом законами Фика, так и основными физическими параметрами диффундирующих атомов [4]. Такой подход позволяет изучать явление из поиска ответа на вопрос, какова конденсированная система, в инструмент для изучения термодинамики и механизма переноса самого газа.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Уравнение диффузии и его модификации находят применения в самых разных областях, таких как: собственно диффузия, теплопроводность, вязкость в различных средах, проникновение магнитного поля в проводник (скин-эффект), а также при описании широкого класса случайных процессов в физике, химии, биологии, генетике, экономике и т.п.

История изучения нелинейных процессов в конденсированных средах, сопровождающихся резким изменением концентрации вещества в пространстве и во времени, началась сравнительно недавно. Многие вопросы были успешно решены, но это привело к появлению новых задач фундаментального и прикладного характера. Многие решения возможны только с применением методов математического и компьютерного моделирования.

Очевидно, что математическое моделирование процессов аномальной диффузии в неоднородных средах является актуальной задачей. Решение этой задачи имеет прикладной характер во многих областях промышленности, добычи полезных ископаемых, а также для прогнозирования сильных землетрясений. В настоящее время существует множество моделей диффузии газа в конденсированных средах для конкретных условий и при определённых допущениях в первом приближении, но универсальной математической модели, которая бы наиболее полно описывала процесс переноса газа, пока не существует.

ОСНОВЫ ФИЗИКО – МАТЕМАТИЧЕКОЙ МОДЕЛИ

Согласно классической модели диффузии ^{222}Rn, объёмная активность радона, измеренная на дневной поверхности, может указывать на наличие тел с повышенным содержанием материнского элемента ^{226}Ra на глубинах лишь в несколько десятков метров. Низкая миграционная способность радона обусловлена сравнительно коротким периодом полураспада (3,82 суток) и высоким атомным весом.

Известно, что с помощью эманационной съёмки локализуются радийсодержащие тела, находящиеся на глубинах до 500 метров. Это возможно потому, что во влагонасыщенных трещиноватых породах по трещинам, заполненным флюидом, поднимаются микропузырьки глубинного газа, что значительно увеличивает скорость его миграции к дневной поверхности. В рыхлых отложениях возможна интенсивная миграция радона за счёт аномальной диффузии [5].

В отличие от методов, основанных на применении операторов дробных производных [5], для описания механизма явления аномальной диффузии, изначально используя классические законы Фика, неразрывности, закона сохранения и Фоккера – Планка, получено нестационарное одномерное дифференциальное уравнение для нестабильного (радиоактивного изотопа радона) в конденсированных средах с учётом силового поля консервативных сил:

$$\frac{\partial c}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial t}\left[c(L)+c(\Psi)\right]-\Lambda c(t)=D\frac{\partial^2 c}{\partial x^2}+\frac{mg}{\gamma}\frac{\partial c}{\partial x}+\frac{\partial}{\partial x}\left[c(L)+c(\Psi)\right] \tag{1}$$

Краевые условия для задачи (1):

$$\int_0^{\infty} c(x,t)dx=e^{-\Lambda t},$$

$$\frac{\partial^2 c}{\partial x\partial t}\Big|_{x\to\infty}=0,$$

$$c(0,x)=\delta(x-x_0). \tag{2}$$

Параметры уравнения (1): Λ – постоянная распада радона ^{222}Rn (период полураспада 3,82 суток), c – концентрация вещества выражена в объёмной активности радионуклида (Бк/м^3), m – масса, g – ускорение свободного падения, $\gamma = 6\pi R\eta$ – коэффициент фактора формы при скорости безвихревого (свободного) движения частицы (кинематическая вязкость в жидкой агрегатной фазе), η – коэффициент вязкости среды, R – радиус свободного пробега частицы, D – коэффициент диффузии (из известного соотношения Эйнштейна). Параметр шума Ψ – является условным обозначением случайного(стохастического) процесса, а введённый нами энергетический параметр L – является характеристикой аномального процесса с автомодельным одномерным устойчивым распределением [2,5].

Полученное уравнение (1) выражает зависимость концентрации c от времени t и пространственной координаты x. Его решение при выборе соответствующих краевых условий (2) определяет аномальный диффузионный процесс в виде устойчивого распределения. Отметим, что данное распределение не является Гауссовым.

Метод решения задачи (1) основан на поиске фундаментального решения для точечного источника (дельта-функция Дирака) и дальнейшем интегрировании для конкретной конфигурации (метод функции Грина).

В решении и моделировании использовано значение параметра L как коэффициента от 0 до 1 (субдиффузия) и от 1 до 2 (супердиффузия), усреднённого параметра шума среды Ψ. Постоянная радиоактивного распада Λ для изотопа радона ^{222}Rn = 2,09 $\times 10^{-6}$ сек.$^{-1}$ Общее решение задачи (1) для $c(x,t)$ с учётом условий (2):

$$c(x,t) = \frac{1}{\Psi \pm L\sqrt{4\pi Dt}} e^{-\Lambda t}\left(e^{-\frac{(x-x_0)^2}{4Dt}} + e^{-\frac{(x+x_0)^2}{4Dt}} \right) e^{-\frac{(mg)^2 t}{4\Theta} - \frac{mg(x-x_0)}{2\Theta}} +$$

$$+ \frac{mg}{\Theta} e^{-\frac{mgx}{\Theta}} \frac{1}{\Psi \pm L\sqrt{4\pi Dt}} e^{-\Lambda t} \int_{-\infty}^{\frac{mgx}{\gamma} - x - x_0} e^{-\frac{\eta^2}{4Dt}} d\eta, \qquad (3)$$

где $\eta = -(x + x_0 - \frac{mg}{\gamma}t)$ – переменная интегрирования.

Заметим, что символ ± в решении условен. Положительное значение берётся для процесса супердиффузии, а отрицательное для субдиффузии соответственно.

Для дальнейшего моделирования в компьютерной среде время выбираем для грубой шкалы, когда движение приобретает характер диффузионного процесса, у системы диффундирующих частиц нет “памяти” о своей скорости.

РЕЗУЛЬТАТЫ И АНАЛИЗ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Модельные кривые (рис.1) иллюстрируют решение задачи (1). Графики соответствуют усреднённому (ожидаемому) значению скорости миграции газа к дневной поверхности $\upsilon = 4\times10^{-4}$ см/м^3 и наиболее вероятному значению параметра “шума” среды: Ψ = 0,05 [5]. Кривые 1 – 5 соответствуют диапазону $1< L <2$; зависимость 6 для обнулённых параметров: L и Ψ = 0; для графиков 7 – 10 использован диапазон $0< L <1$.

Хорошо просматриваются участки супердиффузии и субдиффузии и их характерные особенности. Для графиков 1 – 5 свойственно сохранять объёмную активность (несмотря на

радиоактивный распад изотопа) за счёт увеличения концентрации потока $(\partial c / \partial x)$, а для 7 – 10 активность резко падает за счёт снижения концентрации и радиоактивного распада. Для сравнения представлена кривая для значений L и $\Psi = 0$. Зависимость 6 на (рис.1) – это пример классической диффузии газа с учётом радиоактивного распада частиц.

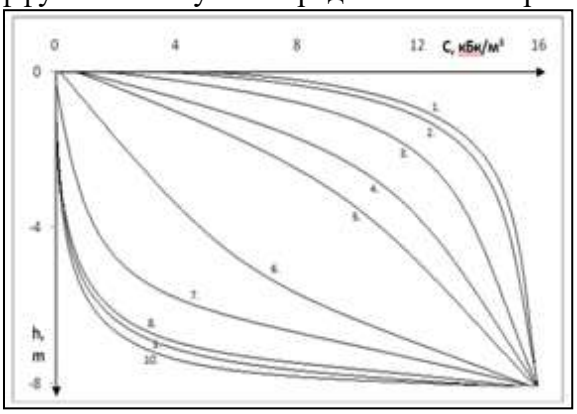


Рис. 1. Модельные кривые при различных значениях параметра L

На рис. 2 показан результат моделирования, где мы видим эволюцию функции $c(x,t)$, помещённой в поле силы тяжести. ΔC – приращение концентрации ^{222}Rn, t – время, C_0 – точка соответствующая начальным условиям концентрации в момент $t = t_0$. Хорошо виден волновой всплеск концентрации, являющийся результатом аномальной диффузии. На участке графике концентрации (рис.2) за время $(t - t_0)$, попавшей в флуктуационное "окошко" $(C, C + dC)$, хорошо прослеживается резкое увеличение приращения концентрации газа ΔC за промежуток времени от t до $t + dt$, по сравнению с фоновым состоянием системы, что объясняется флуктуацией диффундирующих свойств конденсированной среды, вызванной эффектом аномальной диффузии. В дальнейшем эволюция процесса распределения, происходящего после флуктуации (правее момента времени $(t + dt)$), представляет собой постепенную релаксацию состояния макроскопической системы к фоновому режиму.

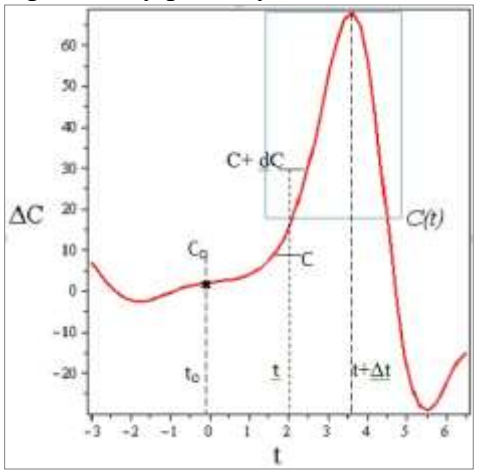


Рис. 2. Расчётная кривая $c(t)$, выражающая зависимость приращения концентрации радона от времени t, получена из решения предложенного выражения (1) с учётом введённых параметров Ψ и L. Масштаб для концентрации изменён. Значения времени в часах (1:12)

На рис.3 представлен численный эксперимент для задачи (1). Масштаб условный. Мы видим релаксацию первоначального распределения к больцмановскому в системе, помещённой в поле силы тяжести. Результат согласуется с классическим распределением.

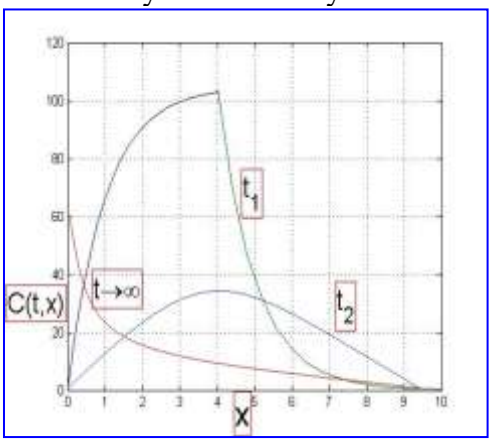


Рис. 3. Численный эксперимент для задачи (1)

В проведённых численных экспериментах, использованы экспериментальные данные. Полученные решения задачи (1) с краевыми условиями (2) сравнивались с подобными известными моделями аномальной диффузии (Metzler R., Havlin S., Bouchud J. и т.д.). На полученных многочисленных результатах моделирования хорошо виден разрыв (ярко выражен на рис. 3), не свойственный процессу диффузии, более того замечены неизвестные свойства аномальной диффузии, позволяющие его характеризовать как флуктуацию и случайный колебательный процесс с затуханием. Это выражается в чередовании кривых супердиффузии и субдиффузии (рис. 2). Отметим, что при возрастании величин отклонения нарушаются многие стандартные физические зависимости, они не могут считаться независимыми, аддитивными, для их описания не подходят методы, основанные на Гауссовом распределении [6].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Решение поставленной задачи (1), несомненно, зависит, от индивидуальных свойств среды, нестабильности частиц (период полураспада), начального распределения, типа границ рассматриваемого фазового объёма, формы воображаемого сосуда и других параметров. Введённый в модель параметр L, ответственный за аномальную диффузию, можно представить как частный случай обобщённого кинетического параметра, часть внутренней энергии системы (термодинамический потенциал). В физическом смысле это коэффициент, объединяющий в себе различные свойства среды (в том числе и геометрические) и свойства диффундирующего газа. Вспомогательный “шумовой” коэффициент Ψ играет ту же роль, что и подобный коэффициент в уравнении Ланжевена для диффузии. Период полураспада Λ (показатель "исчезновения" частиц), как говорилось выше, действительно вносит в модель естественный масштаб времени.

Остановимся подробнее на времени t. В исследовании для описания эволюции системы использовалась определённая временная шкала (рис.2 и 3). Выбранные значения $t >> \tau$, где τ – время корреляции случайного воздействия $F(t)$ частицы со средой. В этом случае случайное блуждание частиц становиться диффузионным, движение имеет характер безыинерциального. В чисто механическом смысле частица не имеет "памяти" о своих значениях скорости, импульса, энергии или же концентрации. Промежуточные состояния

частиц такой системы в произвольный момент времени t_0 характеризуются значением $c(t_0) = c_0$, которое можно считать как новое начальное состояние c_0. Дальнейший процесс диффузии будет происходить без "воспоминания" о своих предыдущих состояниях. Такой процесс вполне уместно отнести к марковскому. Эволюция системы в решении (3) описана функцией распределения вероятности $c(x,t)$. Граничные и начальные условия для функции $c(x,t)$ существенно будут определять детали аномальной диффузии.

Анализы результатов моделирования могут объяснить причины аномальных выбросов радона в периоды сильных деформационных возмущений в геосреде, возникающие накануне сильных землетрясений, а также определить неизвестные свойства конденсированных сред (таких как геосреда, твёрдые и аморфные тела, реальная жидкость, реальные газы, атмосфера и т.п.) приводящие к явлениям подобного рода. В ходе эксперимента замечены интересные свойства аномальной диффузии, позволяющие характеризовать её как колебательный процесс. Это требует дальнейшего серьёзного изучения и проверки. Данный факт позволяет выдвинуть гипотезу о наличии квазиупругих сил в конденсированных средах, приводящих к флуктуациям подобного рода.

Одной из важных прикладных целей описанной выше математической модели является более точное определение изменений в структуре геологической среды, предшествующих сильным землетрясениям, по наблюдаемым изменениям концентрации радона на поверхности Земли. Результаты моделирования позволяют сделать соответствующие заключения о физических процессах в геологических средах, но это уже дальнейшее планируемое исследование.

В заключение отметим, что моделирование выявило и ряд недостатков данной модели, одним из которых, является приближённый характер использования параметров, характеризующих свойства неоднородной геологической среды с флуктуирующими свойствами. В модели рассматривается динамика газа, а не среды. В дальнейшем исследовании мы планируем рассмотреть динамическую среду, переменную во времени и пространстве.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Попов П.В.* Диффузия. Учебное пособие по курсу Общая физика. М.: МФТИ, 2016, 94 с.
2. *Учайкин В.В.* Автомодельная аномальная диффузия и устойчивые законы // УФН, том 173. 2003. №8. С. 847 – 876.
3. *Булавин Л.А.* Компьютерное моделирование компьютерных систем. Д.: Интеллект, 2011, 354 с.
4. *Мерер Х.* Диффузия в твёрдых телах. Д.: Интеллект, 2011, 536 с.
5. *Бекман И.Н.* Высшая математика: математический аппарат диффузии. М.: Юрайт, 2003, 397 с.
6. *Квасников И.А.* Термодинамика и статистическая физика. Т.3: Теория неравновесных систем. М.: УРСС, 2003, 448 с.

Комплекс современных методов малоглубинной электроразведки с целью оптимизации сейсморазведочных работ в областях неоднородной верхней части разреза
(Complex integration of electromagnetic methods to optimize the works in the areas of heterogeneous near surface zone)

Переплеткин Иван Алексеевич
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»
Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Кузнецов В.И.

АННОТАЦИЯ

На данный момент не существует общепризнанной технологии инверсии сейсмических данных, гарантирующей корректный учет всех поверхностных факторов и получение однозначной геологической и глубинно-скоростной модели (ГСМ). Кроме того, традиционная сейсморазведка ориентирована на изучение глубинных резервуаров, а не на объекты верхней части разреза (ВЧР). Необходимо применять альтернативные методы изучения ВЧР, чтобы преодолеть проблему дефицита информации. Среди альтернативных методов можно выделить зондирование становлением поля в ближней зоне (ЗСБ), а также находящуюся в стадии производственной апробации сверхширокополосную радиорадарную съемку методом отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ). Эффективность комплексирования методов обоснована экспериментальными исследованиями и представляется возможным на всех стадиях разведки, разработки и дальнейшей эксплуатации месторождений, а также при процессе их доразведки для уточнения границ литологических барьеров и поиска залежей между ранее вскрытыми продуктивными интервалами разреза.

ABSTRACT

Nowadays we do not have generally recognized technology for inversion of traveltime data from heterogeneous shallow subsurface which guarantee correct interpretation of all low velocity zone factors and construction of real depth-velocity model. One of probable solutions is dynamically developing technology of ultra-wideband georadar survey in combination with a shallow modification of sounding by near field formation. Integrated use of the sensing by near-surface field formation and ultra-wideband radiometry will allow supplementing seismic data in areas complicated by the influence of the permafrost due to the fact that a direct forecast of the saturation nature of promising structural objects in a detailed analysis and interpretation of the data is possible. The effectiveness of method integration has been substantiated by the latest experimental studies and its realization possible at all stages of exploration, development and further exploitation of current deposit.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Малоглубинная съемка, комплексирование геофизических методов, верхняя часть разреза, георадарная съемка, зондирование становлением в ближней зоне.

KEYWORDS

Near surface geophysics, geophysical methods complex integration, near surface zone, georadar survey, transient sounding by the field formation.

В настоящее время продолжаются широкомасштабные геологоразведочные работы на нефть и газ на Крайнем Севере России. Одной из наиболее актуальных проблем

исследований здесь, бесспорно, являются многолетнемерзлые породы, неоднородная толща которых значительно искажает сейсмические данные в области ВЧР. Наложение помех от мерзлоты и прочих высоко- и низкоскоростных неоднородностей разного генезиса и структуры значительно затрудняет учет всех приповерхностных факторов при введении поправок за ВЧР, что требует исключительно современных комплексных подходов [3-5]. На сегодняшний день не существует единого поэтапного подхода, гарантирующего получение корректной модели ВЧР [3], этому вопросу посвящено множество трудов ученых-геофизиков [3-7]. Одним из наиболее перспективных комплексов методов в контексте вероятного решения, вернее, модели решения поставленной задачи, является недавно разработанная и динамически развивающаяся технология георадарной сверхширокополосной съемки в сочетании с малоглубинной модификацией зондирования становлением поля в ближней зоне (мЗСБ) – наиболее популярного метода электроразведки, имеющего наработанную методологию и значительный опыт применения.

Рассмотрим вкратце каждый из упомянутых способов. При использовании метода ЗСБ (мЗСБ), на основе изучения поля переходного процесса (рисунок 1), возбуждаемого при выключении тока в незаземлённой петле, определяют распределение электрической проводимости с глубиной. В дальнейшем происходит перевод показателей проводимости в обратную ей величину - удельное сопротивление (УЭС). Приемы количественной интерпретации основаны на сравнении измеренных кривых зависимости УЭС горных пород от времени с теоретическими кривыми. При этом в теоретическую модель закладываются априорные сведения о количестве слоев в подстилающем разрезе, а также о геометрии геологических границ.

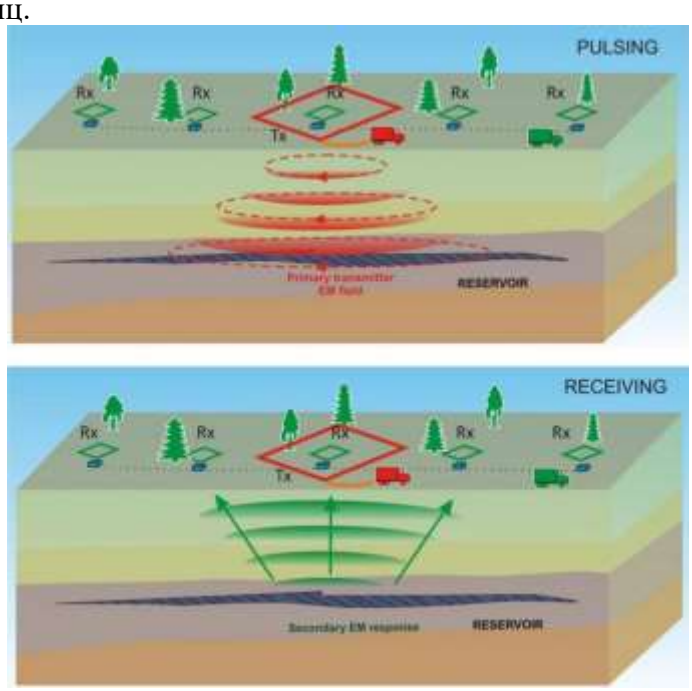


Рисунок 1. Методика и техника работ мЗСБ

В качестве источников и приемников используются незаземленные квадратные петли. Рекомендуется использовать комбинированную соосно-разнесенную установку, где от одной генераторной петли измеряется сигнал на соосной и разнесенной приемных петлях (рисунок 2). Это объясняется высокой технологичностью подобного рода установок, не

требующих устройства заземлений, что позволяет проводить исследования в любое время года и параллельно с другими методами в рамках одного разведываемого участка [4,7].

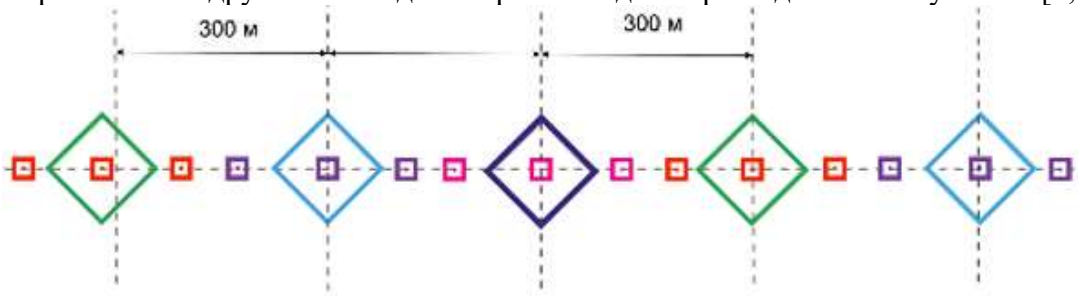


Рисунок 2. Пример профильного расположения установок малоглубинных ЗСБ

Применение метода мЗСБ позволяет детально изучать ВЧР в диапазоне глубин до 500 м, возможно детальное расчленение толщи ММП, определение положения границ криолитозоны, а также определение расположения таликов и бугров пучения и их приуроченности к увеличению мощности ММП [2,3].

В последнее десятилетие быстро развивается наиболее информативный по своей разрешающей способности волновой метод электромагнитного зондирования, обеспечивающий получение наиболее полной и качественной информации о среде - метод георадиолокационного подповерхностного зондирования на отраженных электромагнитных волнах (МОЭМВ). С физической точки зрения, идея метода заключается в излучении импульсов электромагнитных волн и регистрации сигналов, отраженных от границ раздела слоев зондируемой среды, имеющих различие по диэлектрической проницаемости. Такими границами раздела в исследуемых средах являются, например, контакт между сухими и влагонасыщенными грунтами (уровень грунтовых вод), контакты между породами различного литологического состава, породой и материалом искусственного сооружения, мерзлыми и талыми грунтами, коренными и рыхлыми породами и т.д. Электромагнитная волна, распространяющаяся в приповерхностной зоне, испытывает следующие явления: отражение от границ раздела сред с разной относительной диэлектрической проницаемостью, преломление на границе раздела сред с разной относительной диэлектрической проницаемостью, дифракция, затухание (общее уменьшение амплитуды зондирующего сигнала при прохождении его в среде) [4]. Общий вид прибора и схема образования волновой картины представлена на рисунке 3.

Повышение частоты зондирования (до 3 ГГц) приводит [4] к улучшению разрешающей способности, но при этом увеличивается затухание электромагнитной волны в среде, что приводит к уменьшению глубины зондирования; и наоборот, снижением частоты можно добиться ее увеличения, но за это придется заплатить ухудшением разрешающей способности. Вообще глубина георадарного зондирования определяется мощностью передатчика, динамическим диапазоном приемника и параметрами антенных систем, определяющих совместно с подстилающей поверхностью длину и форму импульса [2,9]. Повышение глубинности достигается за счет отказа от частотного и временного стробирования сигнала в приемном тракте, накапливания воздействий, а также расширенного динамического диапазона, дальнейшее расширение которого (применение наносекундных преобразователей с разрядностью до 20) имеет значительный потенциал. Максимальные глубины экспериментальной апробации метода – пока находятся в пределах 550-600 м, однако имеется предпосылки дальнейшего повышения глубинности [4].

Глубинная модификация технологии пока находится в процессе производственной апробации.

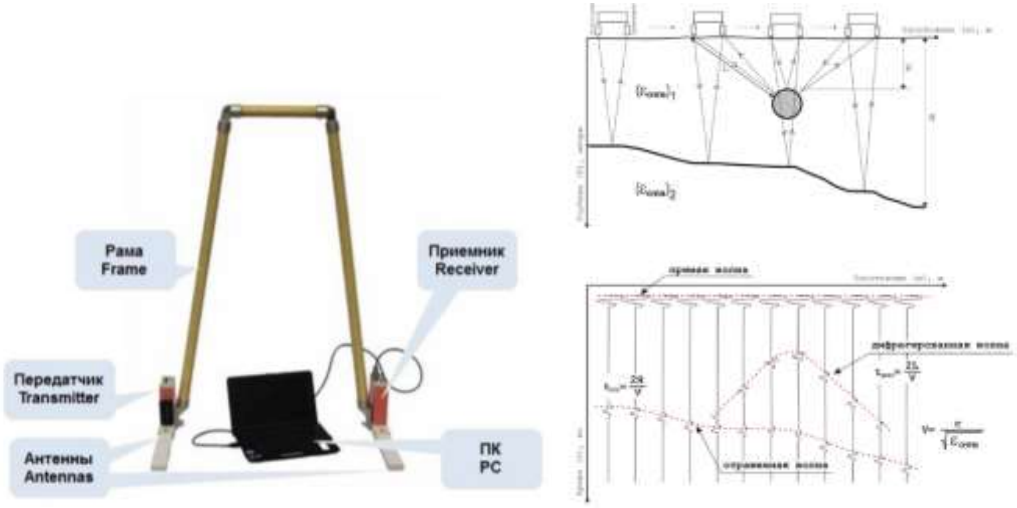


Рисунок 3. Конструкция георадара серии ГРОТ-12 (слева) и общий вид образования волновой картины (справа)

Стоит заметить, что технология находится на данный момент в процессе производственной аппробации. Имеющиеся недоработки и физические ограничения метода не позволяют пока давать четкую оценку физико-геологических свойств и литологического состава при проведении поисково-разведочные работы на больших глубинах, так как на радарограмме возникают переотражения и помехи, которые усложняют процесс интерпретации результатов [4]. Также по данным георадиолокационного зондирования крайне проблематично определить геомеханические свойства слоистых сред [5]. Следовательно, имеются значительные перспективы использования МОЭМВ в именно комплексе с другими методами и уже были проведены удачные экспериментральные исследования [5,9] совместной апробации радиометрии с мЗСБ.

Предпосылкой к рассмотрению МОЭМВ и ЗСБ в едином комплексе стали испытания методов на уникальных объектах на полуострове Ямал – гигантских воронках, проведенные коллективом ЗАО «Таймер» в 2014 г [9]. На рисунке 4 представлены исходные волновая форма сигнала и радарограмма по одному из профилей территории, прилегающей к кратеру.

Исследования были проведены с помощью георадара ГРОТ 12 с антеннами 10 м, передатчиком 15кВ и длиной импульса 20 нс без ослабления. Видно, что ближняя к кратеру зона до отметок 112-115 м характеризуется меньшей контрастностью ДП до границ ММП, чем зона от 120 до 240 м по профилю, что может быть косвенным признаком произошедших при формировании кратера процессов, изменивших параметры среды в прилегающих слоях.

При проведении эксперимента методом ЗСБ на геоэлектрическом разрезе на глубине 135-190 м была выделена кровля проводящего слоя, которую можно интерпретировать как подошву ММП, или, по крайней мере, как фазовую границу вода-лёд. Эта же граница хорошо выделяется в методе георадиолокации, что проявляется в быстром затухании сигнала при переходе в слой ниже границы ММП, характеризующийся высокой проводимостью.

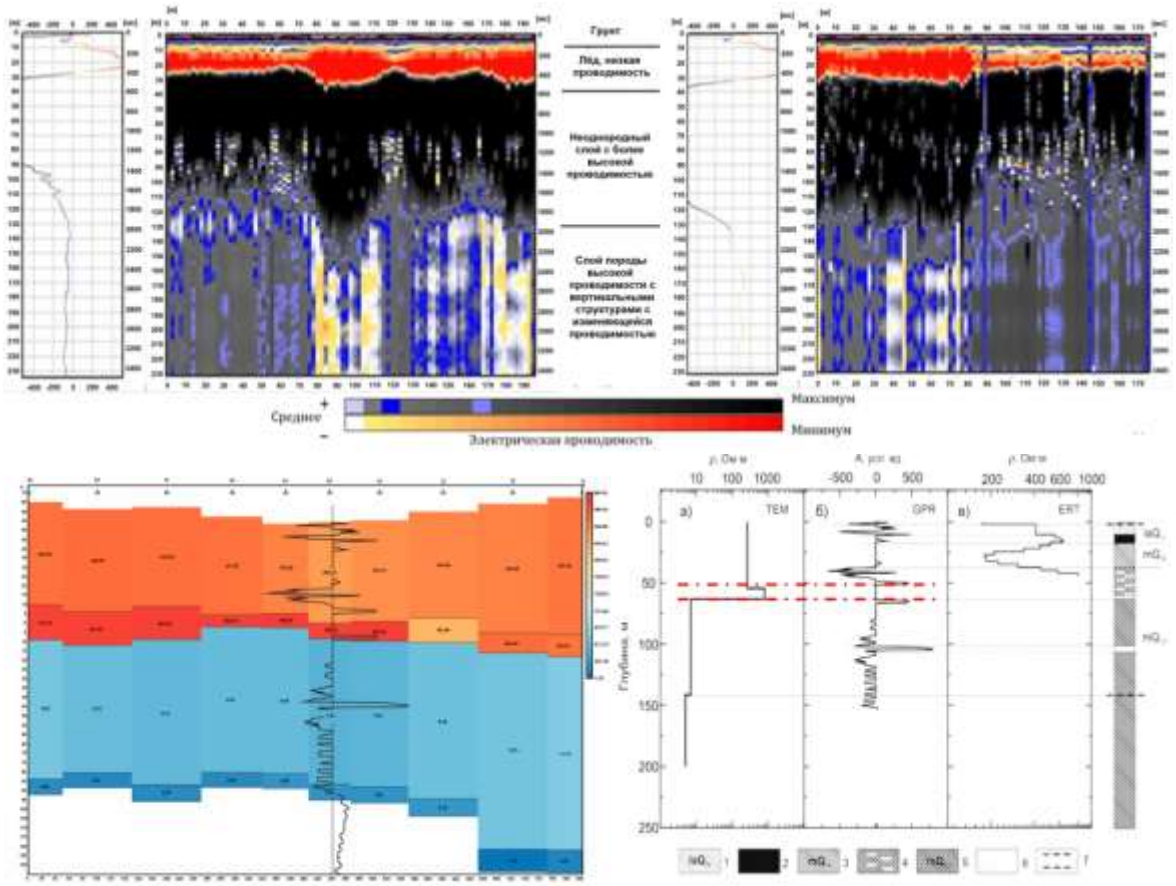


Рисунок 4. Волновая форма и радарограмма профиля, пройденного георадаром (сверху), геоэлектрический разрез по данным ЗСБ (внизу слева), сравнительная оценка результатов проведения работ методами МОЭМВ, ЗСБ (внизу справа, также даны результаты проведения приповерхностной электротомографии – ERT)

Данные бурения в районе Бованенковского НГКМ показали наличие границы ММП вблизи отметок 150 м глубины. В результате применения данного усредненного значения и последующей обработки было установлено, что данные электрофизических параметров разреза, полученные двумя методами по одному профилю, имеют хорошее соответствие [9].

Переходя к методу ЗСБ, сразу стоит отметить, что он обладает существенно меньшей вертикальной и горизонтальной разрешающей способностью, поскольку не является волновым и основан на наблюдении вторичных процессов [5,7,8]. На рисунке 5 продемонстрирован результат работ мЗСБ на нефтегазоконденсатном месторождении Западной Сибири со сложным строением приповерхностной зоны. Как видим, мЗСБ дает адекватное представление о пространственном распределении проводимости по профилю на основе многослойной апроксимации до глубины 400 м.

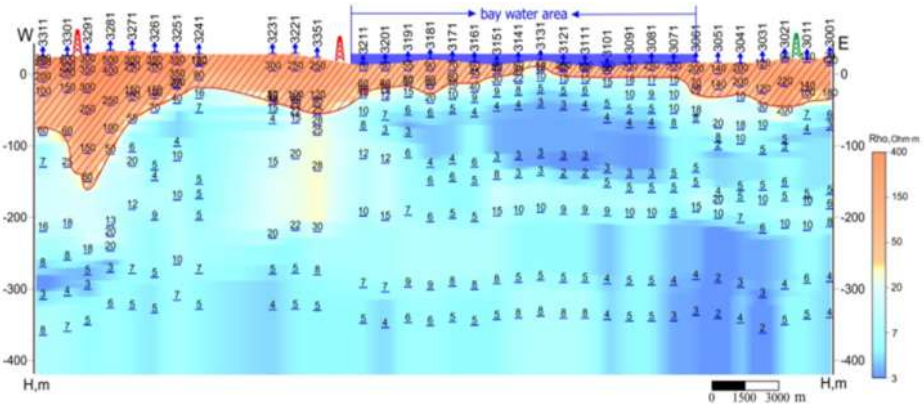


Рисунок 5. Пример работ методом ЗСБ

Дополнение мЗСБ данными МОЭМВ обеспечивает построение более детальной геоэлектрической модели разреза, поскольку волновой метод дает на порядок более высокую разрешающую способность, позволяет оценить диэлектрическую проницаемость и опосредовано – проводимость разреза. Удачный пример работ МОЭМВ [4] в Восточной Сибири продемонстрирован на рисунке 6.

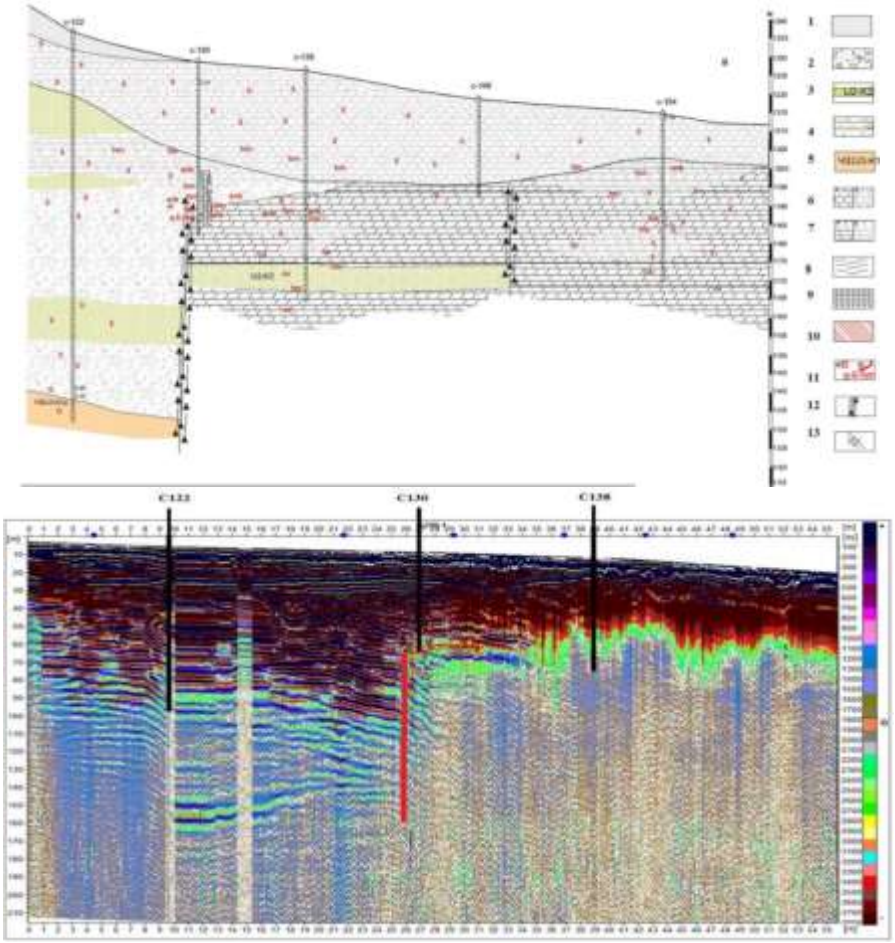


Рисунок 6. Пример экспериментальных работ ГРЛ МОЭМВ (сверху – исходный геологический разрез, снизу – полученная радарограмма). Восточная Сибирь

Совместное использование мЗСБ и МОЭМВ позволит дополнять сейсмические данные в зонах, осложненным влиянием ММП за счет того, что возможен прямой прогноз характера насыщения перспективных структурных объектов при детальном анализе и интерпретации данных. Возможные негативные экологические последствия и риски при обустройстве месторождений также могут быть минимизированы [3], так как при проведении георадиолокационной съемки появляется детальная информация об электрофизических свойствах грунтов. Информация об электрофизических свойствах грунтов имеет важное значение для этапа проектирования геологоразведочных работ на нефть и газ в Арктике.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Волкомирская, Л.Б., Сахтеров, В.И., Шерстнев, А.В*. Исследование воронки на полуострове Ямал 10 ноября 2014 г. георадарами Грот-12 и Грот-12Н. Салехард: Освоение Арктики - новый виток в развитии отечественной науки и инноваций. Научный вестник ЯНАО (материалы научной конференции), 2015, №2, 81-89.

2. *Гулевич, О.А.* Импульсное сверхширокополосное электромагнитное зондирование природных и техногенных сред с дисперсией. Диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук. Москва: ИЗМИРАН, 2015, 138 с.

3. *Долгих, Ю.Н.* Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части разреза. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Тюмень: ТИУ, 2017, 306 с.

4. *Долгих, Ю.Н., Санин, С.С.* Повышение эффективности геофизических исследований на основе внедрения полевого комплекса МОВ-ОГТ – МОЭМВ - ЗСБ. Тюмень: Современные технологии нефтегазовой геофизики, 2018, с. 8-11.

5. *Dolgikh, Yu.N., Sanin, S.S., Buddo. I., Volkomirskaya, L.B.* Improving the Efficiency of Geophysical Research Based on the Integration of Seismic and Modern Electrical Exploration. Conference Proceedings, Tyumen 2019, Mar 2019, Volume 2019.

6. *Misiurkeeva, N.V. Buddo, I.V. Shelohov I.A. Vakhromeev. A.G.* New Data on Fluid Dynamic Processes in the Arctic Zone of Western Siberia Based on the Results of TEM, STEM Electromagnetic Studies and Seismic CDP Studies. Conference Proceedings, Tyumen 2019, Mar 2019, Volume 2019.

7. *Pospeev, A.V., Buddo, I.V., Agafonov, Yu.A., Sharlov, M.V., Kompaniets, S.V., Tokareva, O.V., Misiurkeeva, N.V., Gomulsky, V.V., Surov, L.V., Ilyin, A.I., Emeliyanov, V.S., Murzina, E.V., Guseinov, R.G., Seminsky, I.K., Sharlov, R.V., Vakhromeev, A.G., Sen, E.A.,* Modern Resistivity Survey Practices. Novosibirsk: Geo Publishers, 2018, 231 p.

8. *Shelokhov, I.A. Buddo, I.V. Smirnov, A.S. Sharlov, M.V. Agafonov. Yu.A.* Inversion of TEM responses to create a near surface velocity stucture. First Break, 2018, №36 (10), P. 47-51.

9. *Volkomirskaya, L.B., Gulevich, O.A., Varenkov, V.V.* To the question of requirements to technical characteristics of GPR. Geology and Geophysics, 2018, №4, p. 541-552.

Перспективы нефтегазоносности верхней части разреза Алданской ветви Предверхоянского прогиба
(Prospects oil and gas potential for the upper part of the Aldan branch section of the Preverkhoyansky deflection)

Петров Дмитрий Михайлович[1], Александров Александр Романович[2]
[1]Старший лаборант-исследователь, [2]Научный сотрудник
ФГБУН ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» ИПНГ СО РАН

АННОТАЦИЯ

В работе приведена краткая характеристика перспектив нефтегазоносности Томпонской впадины, где мезозойские отложения претерпели активный тектонический режим. С общегеологических позиций показана перспективность мезозойских отложений в Томпорукской площади. Сделан вывод, что в современных реалиях, геологоразведочные работы для подготовки глубокого бурения в пределах Томпорукской площади целесообразно начинать с прямой газогеохимической съемки с последующим подключением геофизических методов исследований.

ABSTRACT

The paper presents a brief description of the oil and gas potential of the Tomponskiy depression, where Mesozoic deposits have suffered an active tectonic regime. The prospects of Mesozoic deposits in the Tomporukskiy area are shown from the General geological point of view. It is concluded that in modern realities, it is advisable to start geological exploration for deep drilling preparation within the Tomporukskiy area with direct gas-geochemical survey followed by the connection of geophysical research methods.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Томпорукская площадь, мезозойские отложения, битуминозность.

KEYWORDS

Tomporukskiy area, Mesozoic deposits, bituminosity.

Полномасштабное освоение богатых минерально-сырьевых ресурсов территории восточной Якутии сдерживается многими факторами, среди которых особо выделяется дороговизна завозимого топлива. Пос. Хандыга и весь Томпонский район являются естественным опорным пунктом для обеспечения динамичного развития горнодобывающей промышленности востока Республики Саха (Якутия). В этой связи опоискование месторождений нефти и газа в непосредственной близости от районного центра является актуальнейшей стратегической задачей.

По общегеологическим позициям перспективы нефтегазоносности территории Томпонского района связываются мезозойскими отложениями восточной части Алданской широтной ветви Предверхоянского прогиба.

Особый интерес здесь представляет район Томпорукского вала, выделенный по результатам гравиметрической съемки в пределах прискладчатого крыла Предверхоянского прогиба. Обзорная схема перспективного района и выделенной аномалии дана на рис. 1.

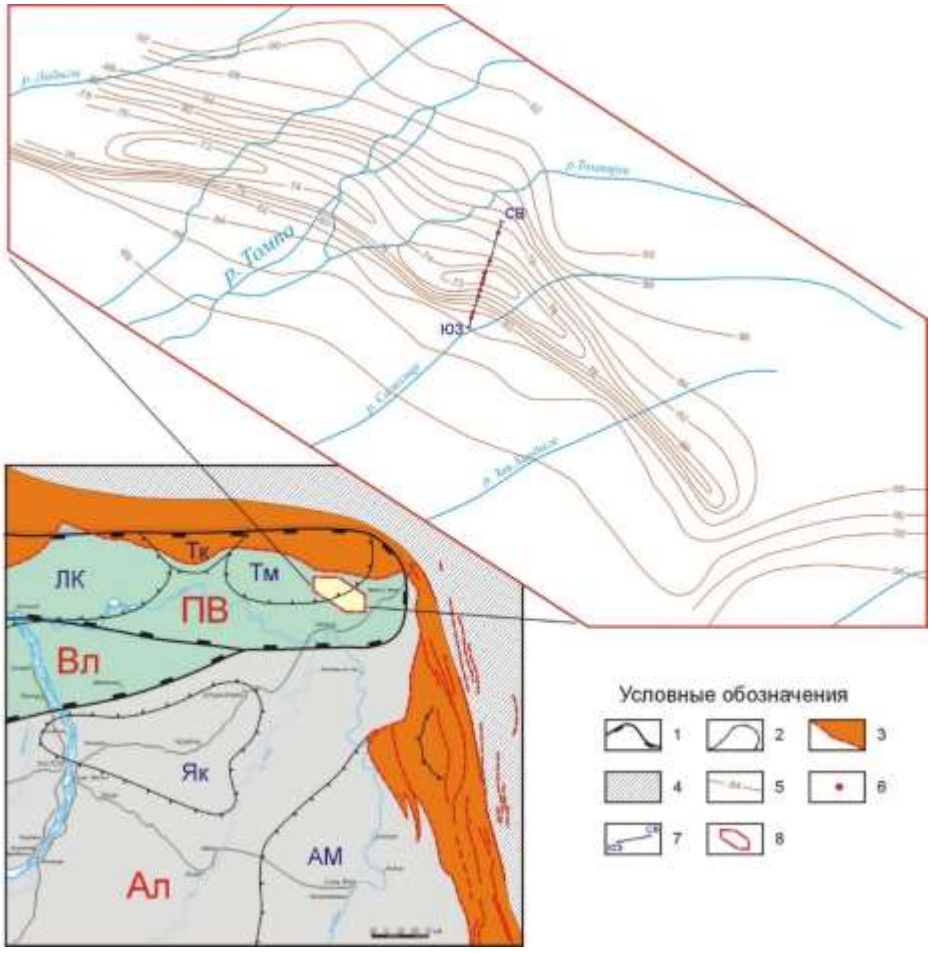


Рис. 1. Обзорная схема расположения Томпорукской площади

1- границы надпорядковых структур; 2 - границы структур I-II порядка; 3 - зоны шарьяжных перекрытий; 4 - выходы складчатого основания на поверхность; 5 - изоаномалы силы тяжести в редукции Буге; 6 - скважины; 7- геологический профиль; 8 – участок Томпорукской площади.

Надпорядковые структуры: Ал - Алданская антеклиза; ПВ - Предверхоянский краевой прогиб; Вл - Вилюйская синеклиза.

Структуры I -II порядка: АМ - Алдано-Майская впадина; Як - Якутский свод; ЛК - Лунгхинско-Келинская впадина; Тк - Тукуланский выступ; Тм - Томпонская впадина.

Рабочей версией, объясняющей природу выделенной аномалии, является уплотнение пород в лобовой части надвигов, которое вызывает интенсивные положительные аномалии силы тяжести в виде вала [3].

Территория Томпорукской аномальной зоны расположена в пределах Томпонской впадины, приуроченной к юго-восточной части Предверхоянского краевого прогиба.

Томпонская впадина в пределах прогиба выделена впервые в 1957 г. группой геологов и геофизиков Якутского геологического управления по данным гравиметрической съемки в следующих границах: от устья р. Восточная Хандыга вниз по р. Алдан до устья р. Хандыга (Лосевая), далее на северо-восток по р. Хандыга (Лосевая) до границ Предверхоянского прогиба, затем вдоль юго-восточной окраины Верхоянского

мегантиклинория до верховьев р.Томпорук и на северо-запад по р. Восточная Хандыга до ее устья.

В геологическом строении Томпонской впадины принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения.

На основании особенностей тектонического развития и характера проявлений тектонического движения в геологическом разрезе осадочного чехла Томпонской впадины могут быть выделены три различных структурных яруса:

1.Фундамент палеозойского возраста.

2. Позднемезозойский комплекс осадочных пород.

3. Кайнозойский комплекс отложений.

Нижний структурный ярус сложен отложениями палеозойского возраста. Тектонического строение яруса в пределах прогиба почти не изучено. По данным бурения глубокой структурной скважины №1 на платформенном крыле прогиба отложения палеозоя представлены среднекембрийскими карбонатными осадками. Далее к северу и северо-востоку палеозойские отложения не прослежены бурением.

Гравиметрическими наблюдениями К.К. Шапошникова в 1955-56 гг. и И.А. Погудина в 1961 г. установлено, что на северо-восток в направлении к центральной части Предверхоянского прогиба, поверхность карбонатного палеозоя наклонена под углами 2-5° (верхняя часть платформенного крыла прогиба) и 4-8° (нижняя часть платформенного крыла).

В районе прогиба она почти горизонтальна, а далее к северу – постепенно воздымается.

Отложения нижнего структурного яруса на Томпорукской площади не вскрыты.

Томпорукская площадь располагается в непосредственной близости к прискладчатой зоне Предверхоянского прогиба.

Второй структурный ярус сложен мезозойскими осадками, залегающими на размытой поверхности палеозойских отложений. Комплекс отложений играет большую роль в строении осадочного чехла юго-восточной части Предверхоянского прогиба и изучен наиболее полно при проведении поисково-разведочных работ на уголь в Хандыгском угленосном районе в 40-50 годы.

По времени возникновения и по своему положению Предверхоянский прогиб представляет собой структуру коллизионного этапа развития востока Сибирской платформы [2].

В приплатформенной части мезозойские отложения дислоцированы очень слабо. В основном наблюдается моноклинальное залегание пород, наклоненных довольно однообразно к северо-северо-востоку или северо-западу в направлении к осевой части прогиба.

Только на отдельных участках мезозойские отложения слабо дислоцированы и образуют очень пологие, преимущественно брахискладчатые структурные формы.

Степень дислоцированности верхнемезозойских пород, как показали разведочные работы в бассейне рек Тумат, Надежда, Онелло, Сугжа, нарастает при движении от платформенной части прогиба к Верхоянской складчатой области. В пограничных зонах с Верхоянским мегантиклинорием осадки мезозойского комплекса собраны в узкие линейные крутые складки.

На Томпорукской площади отложения данного структурного яруса вскрыты всеми скважинами, исключая восьмую.

Полученный фактический материал бурения позволяет выяснить тектоническое строение мезозойского структурного яруса в пределах Томпорукской аномальной зоны. Коротко данные бурения В.В. Обухов (1962) сводит к следующему.

Скважинами №3, 2, 5, 1, 4, 6, 7 прослеживаются в северо-восточной части площади на протяжении 3,9 км общее моноклинальное залегание вскрытых нижнемеловых, юрских и триасовых отложений с падением в направлении на северо-восток под углами 50-60°.

Наиболее древние отложения триас-лейасовского возраста, вскрыты скважиной №7.

Скважина №9, находящаяся в 1300 м юго-западнее скважины №7, вскрыла отложения нижнего мела (нижняя часть батылыхской свиты). Видимое по керну падение пород 12-15°. Азимут падения не установлен, но вероятно, имеет юго-западное направление.

Синхронные отложения вскрыты скважиной №2 в северо-восточной части площади.

Общая мощность мезозойских отложений, вскрытых скважинами в северо-восточной части площади, достигает 3,3 км (толща мезозойских отложений в интервале между скважинами №№ 3-7).

Резкое стратиграфическое и угловое несоответствие отложений, вскрытых скважинами №7 и 9, указывает на существование крупного тектонического нарушения в интервале между этими скважинами.

По этому нарушению контактируют крутопадающие триасовые (скв. 7) и пологолежащие нижнемеловые отложения (скв. 9).

Характер нарушения не установлен. По-видимому, здесь имеет место взброс (надвиг?) с амплитудой до 1500 м. по плоскости этого нарушения мезозойские отложения, слагающие северо-западную часть площади, выведены из нормального залегания и надвинуты на толщу меловых пород, залегающих почти горизонтально в юго-западной части Томпорукской площади.

О существовании разрывной структуры свидетельствуют следующие данные:

1. Мезозойские отложения, вскрытые в северо-восточной части площади разбиты целой серией разрывных нарушений небольшой амплитуды: надвигами, сбросами, послойными и межпластовыми подвижками, выраженными мелкой плойчатостью, развитой в глинистых породах, интенсивной трещиноватостью и зеркалами скольжения, указывающими на активный тектонический режим в этой части площади.

Особенно четко выражены мелкие нарушения в разрезах среднеюрских и нижнемеловых пород в скважинах № 4, 1, 5, 2, 3. В скважине № 9 они не наблюдаются.

2. Весь комплекс мезозойских отложений в северо-восточной части интенсивно метаморфизован, что хорошо устанавливается по высоким плотностям вскрытых пород (2,60 г/см^3 – нижнемеловые породы; 2,67 г/см^3 – средняя юра; 2,62 г/см^3 – нижняя юра; 2,63 г/см^3 – триасовые породы).

Нижнемеловые отложения, вскрытые скважиной №9, имеют плотность всего лишь 2,20 г/см^3, что указывает на резкое уменьшение процессов динамометаморфизма в юго-западной части площади.

Устанавливаемое возрастание плотности пород в пределах одновозрастных частей стратиграфического разреза при их одинаковом петрографическом составе на весьма небольшом расстоянии (3 км) обусловлено интенсивным складкообразованием в мезозойском структурном ярусе в пределах только северо-восточной части Томпорукской площади. Эта особенность в строении структурного яруса связывается, по всей видимости, с глубинным строением площади и формированием Томпорукского взброса. Так как,

подобное «скачкообразное» изменение степени метаморфизма скорее всего является прямым признаком разрывной структуры.

Таким образом, тектоническое строение мезозойского структурного яруса на Томпорукской площади представляется в следующем виде:

В интервале между скважинами № 7-9 имеет место крупный взброс с амплитудой до 1500 м, образовавшийся, по-видимому, в конце нижнемелового времени. Плоскость сместителя, вероятно, наклонена к северо-востоку под углами 50-70° (по аналогии с краевыми разломами на границе с Верхоянской складчатой зоной). Соответственно мезозойские отложения в пределах прослеженной скважинами северо-восточной части площади залегают моноклинально и падают под углами 50-70° в направлении на северо-восток (рис.2).

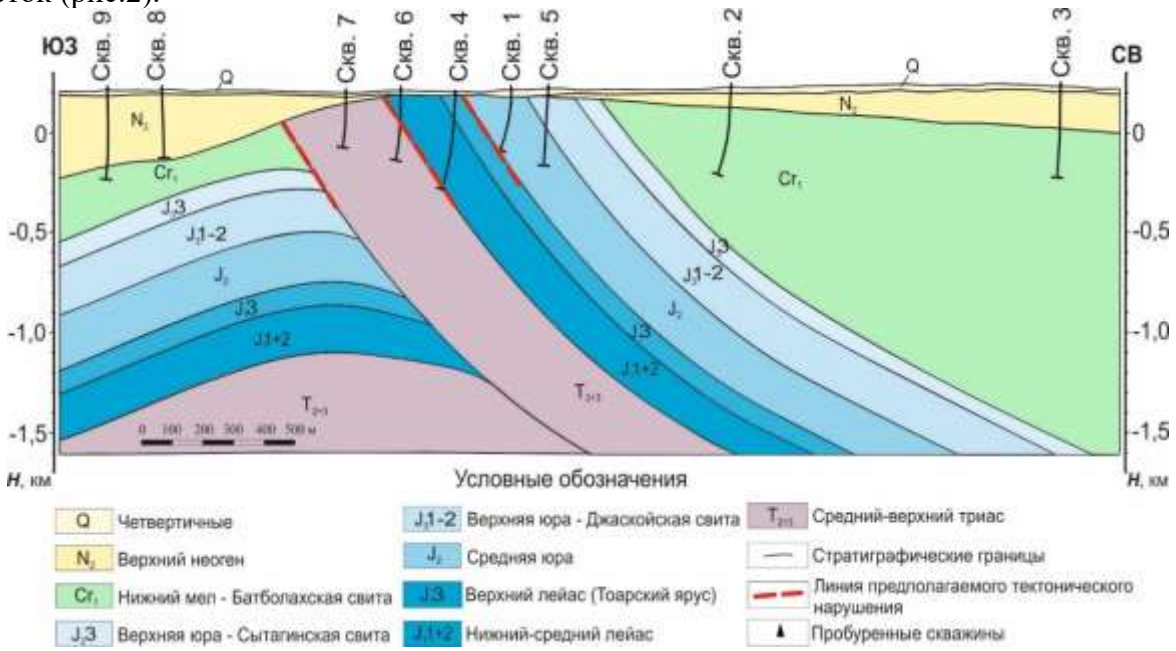


Рис.2. Предполагаемый геологический разрез Томпорукской площади по данным бурения

Почти по всем скважинам в этой части площади наблюдаются разрывные нарушения небольшой амплитуды: надвиги, сбросы, послойные и межпластовые подвижки, выраженные мелкой плойчатостью, развитой в глинистых породах, интенсивной трещиноватостью и зеркалами скольжения на участках максимального сжатия. Преобладают послойные и межпластовые подвижки. Одновременно здесь отмечается сильный метаморфизм отложений.

В юго-западной части Томпорукской площади (подвзбросовая часть) отмечается спокойное залегание нижнемеловых пород, падающих под углами 10-12°, вероятно, в направлении на юго-запад. Непосредственно вблизи сместителя углы падения этих пород, очевидно, имеют большие значения. В юго-западном направлении, наоборот они могут уменьшаться, и мезозойские отложения залегают, по всей вероятности, почти горизонтально.

Третий структурный ярус сложен отложениями кайнозоя, представленными неогеновыми и четвертичными образованиями, залегающими на размытой поверхности пород мезозойского комплекса.

На Томпорукской площади нефтегазопроявления непосредственно в скважинах при бурении не наблюдались.

При изучении кернового материала выявлены битумосодержащие породы в разрезе мезозойского комплекса осадков. Битумопроявления наблюдались в отложениях нижней – средней юры (скважины №4, 1, 5) и низов нижнего мела (скважины №2, 9).

В породах этого возраста битумы обнаружены макроскопически в мелкораспыленной форме, в виде капельных выделений, натеков и выпотов по трещинам и по плоскостям наслоения пород.

Мелкорассеянные битумы обычно встречаются по трещинам и концентрируются в корочках кальцита, выполняющего трещины, и в тонком слое (4-5 мм) прилегающей породы. Эти битумы как бы пропитывают массу кальцита и придают ему характерную желто-бурую пятнистую окраску, благодаря которой присутствие битума обнаруживается при макроскопическом исследовании.

Капельные выделения битумов встречаются в мелких кавернах по плоскостям трещин и наслоению и хорошо выделяются макроскопически. Они представлены густой вязкой маслянистой жидкостью темно-коричневого цвета, без следов проникновения во вмещающую породу. Даже при длительном хранении образца на воздухе битум не впитывался породой. Натеки и выпоты битумов встречаются чаще по трещинам в породе в виде характерных малозаметных маслянистых пятен [1].

Наиболее интенсивная битуминозность пород наблюдается в нижней части разрезов скважин № 4, 1, 2 и, особенно, скважины №5. все эти скважины расположены в центральной части Томпорукской площади. Битумы приурочены, как правило, к интервалам наибольшей трещиноватости пород.

Проведенные люминесцентно-битуминологические исследования, отобранных образцов керна показали относительно большое содержание битумов в породах нижней юры – нижнего мела.

Исследованные образцы содержат вторичные нефтяные битумы маслянистого типа, присутствие которых является, по мнению многих исследователей прямым признаком возможной нефтегазоносности района. Образование данных битумов связано, по-видимому, с миграцией углеводородов по трещинам из нижележащих горизонтов. Характерно, что битумы, выявленные в разрезы мезозоя Томпорукской площади и присутствие которых фиксируется не вооруженным глазом, в массовом количестве встречаются в отложениях средней юры (нижняя часть разреза скв. №5) в интервалах наибольшей трещиноватости пород.

Осадки средней юры представлены мощной пачкой переслаивания глинистых песчаников, алевролитов и аргиллитов, т.е. породами практически непроницаемыми. Подобный характер отложений способствовал аккумуляции битумов в этих отложениях при их миграции вверх из нижележащих горизонтов. Естественно, что наибольшие скопления битумов отмечаются по трещинам, которые служили основными путями миграции углеводородов из нижних горизонтов.

Анализ образцов керна показал, что мезозойские отложения северо-восточной части Томпорукской площади представлен практически непроницаемыми породами. В юго-западной части площади нижнемеловые песчаники вскрытые скважиной №9, имеют относительно высокую открытую пористость (в среднем 14,2%) и хорошую проницаемость, достигающую в некоторых пластах песчаников до 233 мД.

Такое резкое различие коллекторских свойств одновозрастных пород в пределах одной площади вызвано их сильным динамометаморфизмом в северо-восточной части

площади, проявившимся, по-видимому, в период мезозойского тектогенеза. Результаты определения коллекторских свойств хорошо увязываются с данными определения плотностей в тех же породах.

Рассматривая в целом геологическое строение Томпорукской площади и коллекторские свойства мезозойских пород, а также в свете высказанного теоретического представления, можно сделать вывод, что северо-восточная часть площади, в пределах которой породы сильно метаморфизованы и поднадвиговая структура углубляется вниз является бесперспективной в отношении нефтегазоносности.

Перспективы нефтегазоносности рассматриваемого района связываются с возможной поднадвиговой юго-западной частью исследуемой площади. В скважине №9 вскрыты нижнемеловые породы, которые в этой части площади характеризуются нормальным залеганием и слабым метаморфизмом.

Если же учесть вероятное со расположения сместителя надвига на глубине, как это показано на рис 2, то можно ожидать, что породы мезозоя, находящиеся под ними, относительно слабее изменены, не подвержены процессам динамокатагенеза, а подвинуты сюда от платформенных участков, где глубина катагенеза определялась в основном глубинами максимальных погружений. Степень катагенеза таких отложений в поднадвиговых крыльях на окраине складчатой системы может местами соответствовать их потенциальной нефтеносности. В этом случае, в глубинных частях разреза мезозоя и верхнего палеозоя возможны благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа

Эти отложения должны иметь значительную мощность и будут представлены разнозернистыми песчаниками с небольшим содержанием цемента и могут служить хорошими коллекторам. Они будут перекрыты мощной толщей глинистых пород верхней части нижней юры и средней юры, которые могут быть эффективными флюидоупорами.

Для выявления адекватной модели строения Томпорукской структуры необходимо провести прямую геохимию органического вещества и сейсморазведочные работы 3D.

Окончательно перспективы нефтегазоносности можно оценить после глубокого бурения на 2,0-2,5 км.

Работа выполнена по Программе ФНИ государственных академий наук Рег.№ НИОКТРАААА-А17-117040710037-1

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Обухов В.В.* Отчет по результатам колонкового бурения на площади Томпорукской гравитационной аномалии за 1960-61 гг. Якутск, 1962 г. 300 с.
2. *Сивцев А.И., Чалая О.Н., Зуева И.Н.* Верхнеюрско-нижнемеловой нефтегазоносный комплекс востока Сибирской платформы //Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, №1, 2018. - С.81-87. DOI 10.20403/2078-0575-2018-1-81-87.
3. *Сластенов Ю.Л., Ван-Та-И В.В., Зюзин Ю.М., Оксман С.С.* Новые данные по тектонике и перспективам нефтегазоносности Предверхоянского прогиба. – //В кн.: Тектоника и геология рудных и нефтегазоносных районов Якутии. - Якутск, 1985. - С.91-96.

Инновационная активность нефтегазового комплекса
(Innovative activity of the oil and gas industry)

Прокофьев Виктор Анатольевич
Студент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к.э.н., доцент Лындин В.Н.

АННОТАЦИЯ

Для мировой нефтедобычи характерно истощение существующих нефтяных месторождений, что приводит к необходимости ввода новых активов для замещения выбывающих. Это необходимо, потому что потребление опережает объем добычи углеводородов, прежде всего нефти. Большинство российских компаний не задумываются о перспективах вложения в инновационные проекты. В развитых странах доля НИОКР в расходах компаний достигает 70 %, в России – менее 1 %. Доля Российской Федерации на мировом рынке высокотехнологичной продукции составляет менее 1 %, доля США – 36 %, доля Японии – 30 %. Эффект от инноваций оценивается по приросту дохода. Среди отечественных компаний нефтегазовые одни из самых высоко инновационных.

ABSTRACT

Global oil production is characterized by the depletion of existing oil fields, which leads to the need to introduce new assets to replace the departing. This is necessary because consumption outpaces hydrocarbon production, especially oil. Most Russian companies do not think about the prospects of investing in innovative projects. In developed countries, the share of research and development in the expenditure of companies reaches 70%, in Russia - less than 1%. The share of the Russian Federation in the global high-tech market is less than 1%, the share of the United States - 36%, the share of Japan - 30%. The effect of innovation is measured by income growth. Among domestic companies, oil and gas companies are among the most highly innovative.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нефтегазовый комплекс, инвестиции, расходы на исследования (R&DD), эффект от инноваций.

KEYWORDS

Oil and gas industry, investments, research costs (R&DD), the effect of innovation.

Значительное влияние на работу нефтяного комплекса России оказывает проблема воспроизводства запасов нефти и поддержания объемов ее экспорта и переработки. Большая часть прироста запасов обеспечивается геологоразведкой уже на ранее выявленных месторождениях.

Инвестиции компаний нефтегазовой отрасли во многом определяются динамикой цен на нефть и газ. В 2018-2019гг. цена имела повышательный тренд, однако не поднималась выше 85 $/барр. (рис.2). Инвестиционная политика компаний характеризуется стабильностью капитальных вложений, но замедление добычи традиционных углеводородов требует разработки нетрадиционных источников для чего необходимы затраты на исследования и разработки [1, С.15].

Активность в инновационной деятельности измеряется величиной средств, вложенных в НИОКР. Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы – это комплекс мероприятий, включающий в себя как научные исследования, так и производство

опытных и мелкосерийных образцов продукции, предшествующих запуску нового продукта или технологии в промышленное производство. Расходы на НИОКР являются важным показателем, характеризующим инновационность деятельности компании [2, С.38].

Большинство российских компаний не задумываются о перспективах вложения в инновационные проекты. В развитых странах доля НИОКР в расходах компаний достигает 70 %, в России – менее 1 %. Доля Российской Федерации на мировом рынке высокотехнологичной продукции составляет менее 1 %, доля США – 36 %, доля Японии – 30 %.

Лидерами по инвестициям в энергетические инновации являются США и Китай. В 2018г. инвестиции обеих стран составили $7 млрд., при этом Китай нарастил инвестиции по сравнению с 2017г. на 33%, а США – на 29% (рис.1).

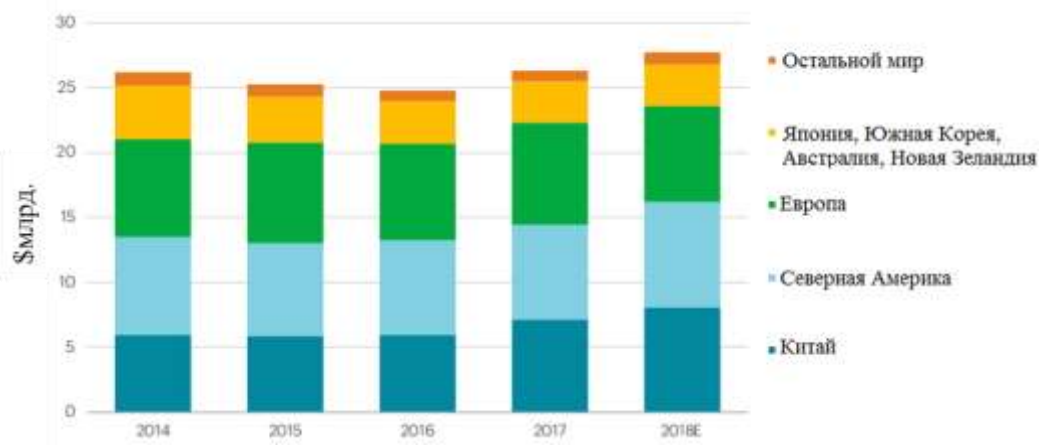


Рисунок 1 – Инвестиции R&DD (исследования, разработку и тестирование) в энергетику по странам 2014-2018гг., млрд. $ Источник: [16, p.33]

Пятью ведущими странами по государственным расходам на НИОКР в области энергетики в 2019г. стали Соединенные Штаты, Китай, Япония, Франция и Германия. На эти пять стран приходится около 70% всех расходов в мире. Бюджеты RD&D(исследования, разработку и тестирование) в Дании и Италии увеличились, в Германии расходы сократились на 2% (табл. 1).

В Китае в 2018 году был введен в эксплуатацию крупномасштабный проект по улавливанию, использованию и хранению углекислого газа (CCUS) для повышения нефтеотдачи на месторождении CNPC в Цзилине.

В 2018 году Соединенные Штаты расширили и увеличили налоговый кредит «45Q» для CCUS до $ 50 за тонну постоянно хранящегося CO2 и $ 35 за тонну CO2, используемого для повышения нефтеотдачи.

Таблица 1 – Инвестиции в нефтегазовую отрасль по странам в 2018г., млрд. $

Страна	2015	2018	Прирост 2018/2015
Китай	100	105	5%
США	195	195	0%
Европа	45	40	-11,2%
Индия	15	15	0%
Юго-Восточная Азия	45	25	-44,5%
Африка в районе Сахары	40	30	-25%
Россия	33,2	34,0	+2,4%

Источник: [16, p.33]

В последнее десятилетие мировые нефтегазовые компании стали активно наращивать инвестиции в инновационные проекты, рассчитывая в будущем получить соответствующий доход.

Инвестиции в инновации отечественных компаний находятся на одном уровне с ведущими американскими и китайскими нефтегазовыми компаниями (табл.2,3).

Таблица 2 – Инвестиции в НИОКР крупнейших зарубежных компаний 2016-2018гг., млн. $

Компании	2016	2017	2018
ExxonMobil	1058	1063	1116
Chevron	476	433	453
Total	1050	912	986
Equinor	298	307	315
BP	400	391	429
Royal Dutch Shell	1014	922	986
CNPC	1514,6	1918,6	2314,3
Sinopec	507,2	890	1100

Источник: [Годовые отчеты Компаний за 2016-2018гг.]

Таблица 3 – Инвестиции в инновации крупнейших отечественных компаний 2017-2018гг., млн. руб.

Компании	2017	2018
ПАО Газпром	16175	13591
ПАО Газпром нефть	3700	3200
ПАО НК Роснефть	29900	32100
ПАО Лукойл	5800*	6200*
ПАО Татнефть	2900	1000
ПАО Сургутнефтегаз	99,7	268,9
ПАО АНК Башнефть	59,8	27,6

*Затраты ПАО Лукойл на НИОКР составляют 3% всех затрат на НТР

Источник: [Годовые отчеты Компаний за 2017-2018гг.]

Внедрение инноваций целесообразно при достижении положительного эффекта от них. Так, компания ПАО НК Роснефть в 2018г. направила на НИОКР 32,2 млрд. руб. Эффект от испытания 149 перспективных технологий это дополнительная добыча 119 тыс. т. нефти/сутки. Общий экономический эффект оценивается в 6813 млн. руб.

Таблица 4 - Показатели реализации проектов по испытанию новых технологий ПАО НК Роснефть за 2018г.

Деятельность	Количество, шт.	Совокупная дополнительная добыча нефти, тыс. т	Общий экономический эффект млн. руб.
Испытание новых технологий	149	119	905
Внедрение испытанных технологий	92	552	5 898

Источник: [Годовой отчет 2018г. ПАО НК Роснефть, с.212]

Компания ПАО Газпром оценивает эффект от использования 255 запатентованных в 2018г. изобретений в 10,3 млрд. руб. Эффект от внедрения НИОКР составляет 12,3 млрд. руб.

В ходе исследования отчетности отечественных компаний была выявлена связь между добычей углеводородов и расходов на НИОКР. У компании ПАО НК Роснефть коэффициент корреляции составляет 0,94, в то время как по ПАО Газпром коэффициент - 0,23. Это свидетельствует о положительном влиянии инноваций на деятельность компаний, поскольку добыча ПАО НК Роснефть расчет по мере внедрения инноваций, а компания ПАО Газпром проводит НИОКР по мере необходимости (при реализации сложных проектов на шельфе, в Арктической зоне, добыче нетрадиционных углеводородов). Вслед за расходами на НИОКР добыча значительно растет.

Можно выделить следующие направления вложений для снижения затрат и повышения эффективности, в т.ч. экологической безопасности:

- методы исследования морского дня и разработка технологий добычи углеводородов с большой глубины в автономном режиме;
- буровые растворы на основе наномолекул;
- технологии улавливания углекислого газа: графитовые мембраны, в т.ч. 2-хслойные мембраны из прорезиненных материалов; фильтрация водой углекислого газа; использование в качестве промежуточного адсорбента более дешевого оксида марганца (MgO), а оставшаяся часть будет улавливаться оксидом титана (TiO);
- получение водорода из метана и его хранение;
- метанизация углекислого газа и др.

Рассмотрим лишь одну из нескольких нгаиболее перспективных, но пока экономически невыгодной технологии - процесса получения синтетических топлив, в данном случае метана и метанола, путем высокотемпературного расщепления воды на основе технологии твердооксидных электролизеров (SOEC). Данную технологию разработал Parigia D. и его коллеги [3, pp.680-690], которые по итогам анализа делают вывод, что процесс преобразования энергии в метан и энергии в метанол может достигать эффективности до ≈77% и ≈59% соответственно, однако электролизер SOEC является наибольшей капитальной затратой конструкции. Завод по синтезу метанола показал более низкую эффективность и более высокие инвестиционные затраты; с другой стороны, ископаемый метанол имеет более высокие затраты ($/МВтч), чем ископаемый метан; таким образом, точка безубыточности цены на электроэнергию (т. е. создание экономически сопоставимого синтетического и ископаемого топлива) аналогична для двух рассмотренных случаев. Был сделан вывод, что для получения экономически привлекательного рынка метана и метанола производственные установки должны поддерживать коэффициент использования примерно на уровне 50%, стоимость Soec должна быть близка к 1050 евро/кВт, а электроэнергия, необходимая для работы системы, должна подаваться из возобновляемых источников по очень низкой цене (ниже 40-50 $/МВтч).

Указанные условия являются сдерживающим фактором, новые технологии появляются 1-2 в десять лет, отчасти это вызвано высокой волатильностью цен, но очевидно, что развитие новых технологий это необходимость современного этапа развития энергетики.

Трансформация энергетики и политика правительства страны по преодолению сырьевой зависимости ведут к уменьшению вклада нефтегазового сектора. Но именно НГК и происходящие в нём преобразования могут дать стране импульс для развития и роста ВВП за счет повышения энергоэффективности, энергосбережения и создания дополнительного спроса на промышленную продукцию при реализации инвестиционных проектов.

Экономические санкции способствовали переходу отечественных компаний на развитие собственной техники и технологической базы. В сравнительно короткий промежуток времени была создана собственная ресурсная база катализаторов для гидрокрекинга, активно внедряются цифровые технологии.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Богаткина Ю.Г., Ерёмин А.Н., Лындин В.Н.* Принципы разработки и схема определения нормативных показателей экономической оценки умных месторождений // Нефть, газ и бизнес. - 2015. - № 2. - С. 13-18.
2. *Богаткина Ю.Г., Лындин В.Н., Еремин Н.А.* Проблемы разработки месторождений шельфа и методология их технико-экономической оценки // Нефть, газ и бизнес. - 2015.- № 11. - С. 37-40.
3. *Parigia D., Giglioab E., Sotoa A., Santarelliac M.* Power-to-fuels through carbon dioxide Re-Utilization and high-temperature electrolysis: A technical and economical comparison between synthetic methanol and methane // Journal of Cleaner Production - Volume 226 – Pp. 679-691
4. Годовой отчет 2018 Компании ПАО «НК Роснефть» // ПАО НК Роснефть [Электронный ресурс]. Url: https://www.rosneft.ru/upload/ site1/document_file/a_report _2018.pdf (дата обращения 13.12.2019)
5. Годовой отчет 2018 Компании ПАО «Газпром» // ПАО Газпром [Электронный ресурс]. Url: https://www.gazprom.ru/f/posts/01/851439/ gazprom-annual-report-2018-ru.pdf (дата обращения 13.12.2019)
6. Годовой отчет 2018 Компании ПАО «Газпром нефть» // ПАО Газпром нефть [Электронный ресурс]. Url: https://ir.gazprom-neft.ru/fileadmin/user_upload/documents /annual_reports/gpn_ar18_rus_ 1909.pdf (дата обращения 13.12.2019)
7. Годовой отчет 2018 Компании ПАО «Лукойл» // ПАО Лукойл [Электронный ресурс]. Url: http://www.lukoil.ru/FileSystem/9/445658.pdf (дата обращения 13.12.2019)
8. Годовой отчет 2018 Компании ПАО «Татнефть» // ПАО Татнефть [Электронный ресурс]. Url: https://www.tatneft.ru/storage/ block_editor/files/c5fa65350156466f79751 9211fbd78b6a35a8969.pdf (дата обращения 13.12.2019)
9. Annual report 2018 BP // BP [Электронный ресурс]. Url: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/ investors/bp-annual-report-and-form-20f-2018.pdf (дата обращения 13.12.2019)
10. Annual report 2018 Chevron // Chevron [Электронный ресурс]. Url: https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2018/documents/ 2018-Annual-Report.pdf (дата обращения 13.12.2019)
11. Annual report 2018 CNPC // China national petroleum corporation [Электронный ресурс]. Url: https://www.cnpc.com.cn/en/2014enbvfgr/ 201907/c9318a5301b1471dba8122de3a63f6d9/files/124e79a378e44857a392ccdee63af9c6.pdf (дата обращения 13.12.2019)
12. Annual report 2018 Equinor // Equinor [Электронный ресурс]. Url:https://www.equinor.com/en/investors/our-dividend/annual-reports-archive.html (дата обращения 13.12.2019)
13. Annual report 2018 ExxonMobil // ExxonMobil [Электронный ресурс]. Url: https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/investor-relations/annual-meeting-materials/annual-report-summaries/2018-Summary-Annual-Report.pdf (дата обращения 13.12.2019)
14. Annual report 2018 Sinopec // Sinopec [Электронный ресурс]. Url: http://www.sinopecgroup.com/group/en/Resource/Pdf/AnnualReport2018en.pdf (дата обращения 13.12.2019)

15. Annual report 2018 Shell // Shell [Электронный ресурс]. Url: https://reports.shell.com/annual-report/2018/servicepages/downloads/ files/shell_annual_report_2018.pdf (дата обращения 13.12.2019)
16. Annual report 2018 Total // Total [Электронный ресурс]. Url: https://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/ddr2018-en.pdf (дата обращения 13.12.2019)
17. World energy investment 2019, p.19 // IEA [Электронный ресурс]. Url: https://webstore.iea.org/download/direct/2738?fileName=WEI2019.pdf (дата обращения 13.12.2019)

Обеспечение рационального природопользования на основе строительства комплекса по сжижению метана угольных пластов

(Ensure environmental management based on the complex of liquefaction coal-bed methane)

Рейшахрит Елена Иоильевна[1], Степанов Илья Алексеевич[2], Филатова Ирина Игоревна[3]
[1]Профессор, [2]Магистрант, [3]Ассистент
Санкт-Петербургский горный университет

АННОТАЦИЯ

В статье рассмотрена возможность комплексной добычи полезных ископаемых на метаноугольных месторождениях, основанной на одновременной добычи угля и метана угольных пластов с последующим его сжижением, хранением и возможными вариантами его использования. Выполнены технико-экономические расчеты по обоснованию локализации производственного комплекса по сжижению метана угольных пластов в трех сценариях. По каждому сценарию проведен анализ чувствительности, который показал устойчивость проекта к внутренним и внешним изменениям. Такое производство сжиженного природного газа (СПГ) позволит угольным компаниям снизить затраты на топливо для горной техники, сократить зависимость производства СПГ от поставщиков топлива, диверсифицировать товарный ассортимент, повысить экспортный потенциал. Дополнительными эффектами проекта являются сокращение выбросов CO_2 в атмосферу и возможность обеспечения сырьем автономных территорий.

ABSTRACT

The article considers the possibility of integrated mining from methane-coal deposits based on the simultaneous extraction of coal and coal-bed methane with its subsequent liquefaction, storage and possible uses. Feasibility study is given for the localization of the complex for the production of liquefied methane in three scenarios. A sensitivity analysis was carried out for each scenario which showed the project's resilience to internal and external changes. Such LNG production allow coal companies to reduce the cost of fuel for mining equipment, reduce the dependence of LNG production on fuel suppliers, diversify their product range and increase their export potential. Additional effects of the project are the reduction of CO_2 emissions in the atmosphere and the possibility of supplying raw materials to autonomous territories.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Метан угольных пластов, комплексная добыча ресурсов, рациональное природопользование, сценарное планирование, СПГ, экономическая эффективность, анализ чувствительности.

KEYWORDS

Coal-bed methane, complex resource extraction, environmental management, scenario planning, LNG, economic efficiency, sensitivity analysis.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существует актуальная проблема комплексной добычи ресурсов. В течение последнего десятилетия традиционные цены на рынках сырьевых товаров были подвержены сильной волатильности в силу экономических, политических и других факторов [21]. Кроме того, продолжается процесс сокращения ресурсной базы легкоизвлекаемых запасов.

Современные вызовы требуют инновационных, наукоемких и капиталоемких мер для сохранения рентабельного производства. Задача комплексного извлечения ресурсов на многокомпонентных месторождениях в настоящее время продиктована необходимостью рационального недропользования, которое позволяет сократить издержки при добыче двух и более видов полезных ископаемых.

Текущие и прогнозируемые тенденции развития угольной отрасли вынуждают угольные компании искать дополнительные возможности, которые могут снизить не только затраты на топливо для технологических нужд, но и повысить автономность своего производства, обеспечить диверсификацию товарной продукции и управление внешними рисками [6].

Из-за положительной разницы цен на сжиженный природный газ (СПГ) по сравнению с дизельным топливом, многие угольные компании выражают заинтересованность в переходе на использование СПГ в качестве газомоторного топлива [15]. Более того, наиболее крупные компании уже приняли программы конверсии горнодобывающей техники, самосвалов с дизеля на СПГ [5]. Таким компаниям приходиться покупать СПГ для обеспечения собственного производства. В данных условиях возрастает зависимость производственного процесса от поставщиков топлива, что создает риск снижения автономности. Возникает сложность планирования и управления себестоимостью из-за колебаний цен на СПГ.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Одно из направлений решения этих проблем лежит в плоскости использования метана угольных пластов для последующего его сжижения. В текущем году вопрос о поставке добываемого газа особенно обострился в результате значительного увеличения потребления СПГ странами Европы, что сократило экспорт природного газа России [10]. На мировом рынке СПГ создается благоприятная ситуация для России в плане возможности увеличения экспорта российского СПГ. По запасам метана угольных пластов Россия занимает лидирующее место в мире. Его запасы в угольных бассейнах оцениваются порядка 84 трлн. $м^3$ [13]. Запасы метана, сконцентрированные в Восточной Сибири, могут использоваться предприятиями тяжелой промышленности в центральной части России и быть дополнительным источником поставок газа на западные рынки. Добыча и использование метана позволит не только улучшить экологическую обстановку в углепромышленных районах, но и повысить уровень безопасности добычи угля на новых шахтах, осуществляющих добычу газа (дегазацию) до начала процесса угледобычи, создать новые рабочие места на газоперерабатывающих предприятиях [9].

В угольной промышленности метан является фактором риска в процессе добычи угля на шахтах. Поэтому поиск путей дегазации угля до его добычи является до сих пор актуальной задачей, в особенности для российских шахт, большинство из которых разрабатывают месторождения опасные по газовому фактору [12]. Но угольные компании не включают метан угольных пластов в свой энергетический баланс. Можно обозначить три основные причины такого положения: а) значительная часть разведанных запасов угля расположена в восточных регионах страны, при том, что б*о*льшая часть потребителей находится в центральных районах, что создает проблему доставки добытого угля и газа; б) существенная часть запасов углей находится в районах с суровым климатом и слаборазвитой инфраструктурой, что требует значительных капитальных вложений для ее создания; в) инертность руководства действующих угольных шахт в отношении нововведений. Наиболее перспективным для промышленной добычи метана угольных пластов является

Кузнецкий и Печорский угольные бассейны, которые начитывает ресурсы в размере 13 трлн.м^3 и 1942 млрд. м^3, соответственно [11].

В Кузнецком и Печорском бассейнах наиболее перспективные площади для добычи метана находятся вблизи потенциальных потребителей газа, расстояние до которых не превышает 75-200 км [9].

По геологическим и коммерческим критериям все угольные бассейны России делятся на перспективные и неперспективные для добычи метана [22]. Считается целесообразным добыча метана при метаноносности пластов в пределах 8-10 м^3/т [9], однако этот показатель на некоторых месторождениях достигает более высоких значений. Так, в частности, метаноносность пластов Кузнецкого и Таймырского бассейна может достигать 15-30 м^3/т.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В мире существуют технологии, позволяющие экономически эффективно добывать и использовать метан угольных пластов [17, 23]. Газ может быть промышленно добыт с поверхности горизонтальными скважинами (первичная дегазация) с использованием гидроразрыва пласта, закачки через скважину воздуха или газовой смеси, воздействием на пласт током [3]. Также существует технология улавливания метана непосредственно из шахты (шахтный способ добычи метана) в процессе добычи угля. Этот способ обеспечивает меньший дебет, но при этом позволяет добыть больший объем угля.

В России для добычи метана применяются уже упомянутый способ гидравлического разрыва пласта, а также современные технологии: электровоздействие, нагнетание азота, метод пневно-гидродинамического воздействия на угольные пласты с образованием в них каверн (кавитация), технология плазменно-импульсного воздействия на угольный пласт [1, 7].

Следует отметить, что для добычи метана пригодны далеко не все угли. Так, месторождения длиннопламенных бурых углей бедны метаном. Высокой концентрацией газа отличается уголь-антрацит, но его невозможно извлечь скважинами с поверхности из-за высокой плотности и чрезвычайно низкой проницаемости залежи [15]. Таким образом, самыми перспективными для добычи метана считаются угли, занимающие промежуточное положение между бурыми углями и антрацитом.

Наибольший опыт и компетенции в этой отрасли накоплены в таких странах, как Австралия, Китай, Польша и др. [18-20]. В процессе исследования были рассмотрены подходы к добыче и использованию метана угольных пластов в этих странах.

Если говорить о текущей ситуации в России, то только газовые компании проявляют интерес к метану угольных пластов и пытаются его коммерциализировать. В частности, «Газпром добыча Кузнецк» уже более 10 лет успешно добывает метан угольных пластов в Кемеровской области, используя его для газификации региона [11, 22].

Для изменения сложившейся ситуации в пользу расширения добычи метана угольных пластов при извлечении угля в рамках данного исследования предложена комплексная схема добычи, включающая интеграцию малотоннажного завода по производству и хранению СПГ. Предлагаемый вариант комплексного извлечения полезных ископаемых, заключается в вовлечении метана в производственный процесс угольной компании путем строительства комплекса по сбору, сжатию, сушке и сжижению шахтного метана.

С учетом рассмотренных проблем и условий возможности осуществления добычи метана, основными критериями для выявления высокоперспективных бассейнов для добычи метана и строительства малотоннажного комплекса по производству СПГ являются:

большая ресурсная база, выгодный геологический фон (высокое газосодержание и хорошая проницаемость угольных пластов), расположение потребителей СПГ в непосредственной близости (до 1000 км) от предполагаемого места добычи, а также значительные социальные и экологические выгоды от реализации данного проекта.

В исследовании рассматривается возможность и целесообразность разработки метаноугольного месторождения с одновременной добычей угля и газа путем отработки выработанного пласта за пределами зоны случайного обрушения пород и бурения скважин поперек линии простирания выемочной колонны. Массив над выработанным пространством размягчается, фильтруется, трещины и поры открываются. Таким образом, скважина, пробуренная в этом массиве, по параметрам забора газа в разы превосходит аналогичную скважину в ненагруженном массиве.

Метан из слоев спутников, которые разгружаются, поступает в выработанное пространство, а оттуда выбрасывается в горные выработки. Этот дегазационный горизонт на пласте спутника блокирует поступление газа в выработки [24].

Таким образом, горные работы приводят к интенсификации добычи газа на горизонте дегазации. В свою очередь, также такая дегазация горизонта приводит к увеличению производительности горных работ, за счет достижения необходимых для работы значений газового фактора. На рисунке 1 представлен описываемый способ комплексного извлечения сырья.

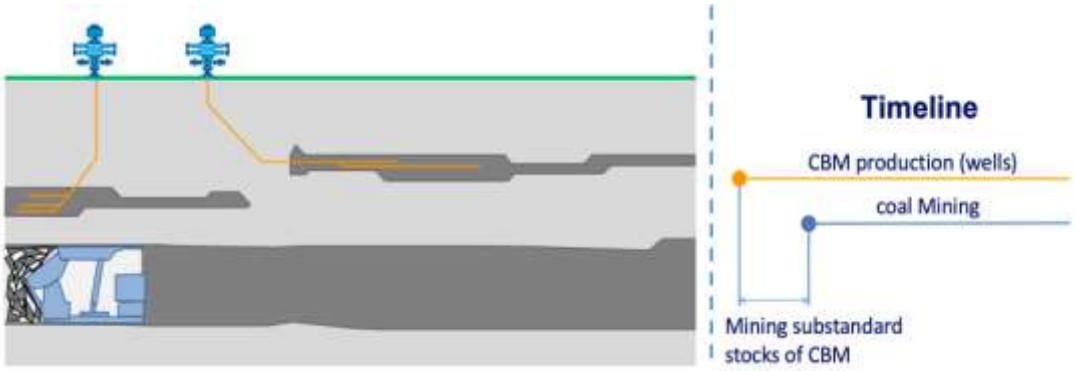


Рис. 1. Технологическая схема разработки метаноугольного месторождения
Источник: построена авторами исследования на основании [24, 27]

Технология добычи газа из нерентабельных для извлечения угля пластов заключается в бурении с поверхности и из ствола разработки многоствольных горизонтальных скважин и системы неглубоких скважин. Многоступенчатый гидроразрыв пласта осуществляется на горизонтальных скважинах с поверхности для увеличения охвата и дренажа пласта.

После добычи метана из угольных пластов, его направляют на станцию подготовки газа. Далее, сухой газ под давлением подается в комплекс по сжижению.

В процессе исследование выполнено технико-экономическое обоснование проекта наземной инфраструктуры, включающего станцию подготовки газа, комплекса по его сжижению, хранению и отгрузке (наливу).

В исследовании были использованы:

а) метод экономического моделирования с использованием программного продукта Альт-Инвест Сумм;

б) сценарный метод.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Использование данных методов позволяет получить основные технико-экономические показатели проекта по трем возможным сценариям. Поскольку содержание метана в пласте сильно колеблется, то наиболее сложно спрогнозировать показатель его дебита. Этот показатель является очень важным для исследования, потому что необходимо обеспечивать подачу метана в систему завода для его непрерывной работы.

Поэтому технико-экономическое обоснование строительства завода СПГ разработано для трех сценариев:

1. Завод работает на метане, добываемом исключительно угольной компанией;
2. Завод работает на 50% метана, добываемого угольными компаниями и на 50% метана, добываемого газовыми компаниями;
3. Завод полностью загружен метаном, добываемым газовыми компаниями (сетевой газ).

Первый сценарий возможен, если годовой объем добываемого метана больше или равен объему газа, необходимому для бесперебойной работы завода, и удельные затраты на добычу 1000 $м^3$ метана меньше стоимости сетевого газа. Данный сценарий наиболее благоприятен с позиции экономических показателей проекта.

Условиями реализации второго сценария являются следующее: годовой объем добываемого метана - меньше необходимого объема газа для бесперебойной работы завода; удельные затраты на добычу 1000 $м^3$ метана - меньше стоимости сетевого газа.

Реализация третьего сценария возможна, если дебит метана минимален или полностью отсутствует, или удельные затраты на добычу 1000 $м^3$ метана больше стоимости сетевого газа.

Расчет проекта производится с использованием тарифных ставок, действовавших на территории Кемеровской области в 2019 году.

Годовая мощность завода определена и составляет 20 тысяч тонн исходя из:

- годовой потребности угольной компании в сырье;
- производительности горной техники;
- обеспечения автономных, энергодефицитных территорий топливными ресурсами;
- возможности экспорта в страны ближнего зарубежья (Казахстан, Монголия и др.).

Горизонт планирования проекта выбран исходя из срока службы основного оборудования и составляет 20 лет [8].

Капитальные затраты на строительство малотоннажного завода СПГ мощностью 20 тысяч тонн в год определены на основе открытой информации о стоимости строительства заводов в России со схожими характеристиками (попадающих в категорию малотоннажных) и расчета среднего значения показателя удельных капитальных затрат, которое составляет 32,5 тыс. руб./т или около 500 $/т [4]. Таким образом, общая величина капитальных затрат составит 650 миллионов рублей.

Эксплуатационные затраты проекта определены как сумма переменных и постоянных затрат на добычу и сжижение метана угольных пластов. Для расчета переменных и постоянных затрат проекта, исследование опирается на ряд экономических и технических показателей, перечень и значения которых представлены в таблице 1.

Таблица 1. – Основные параметры проекта

№	Показатель	Значение показателя
1.	Годовой темп роста цен [14]	4%
2.	Ключевая ставка Центрального Банка России	6,5%
3.	Стоимость 1000 м^3 сетевого газа в Кемеровской обл. в 2019 году [16]	4419 руб.
5.	Ставка страховых взносов в фонды	30%
6.	Ставка дисконтирования	10%
7.	WACC	10%
8.	Коммерческие расходы	2% от продаж
9.	Энергопотребление комплекса	600 кВт/т
10.	Производительность системы сжижения метана	2,5 т/ч
11.	Расход метана для производства 1 тонны СПГ [8]	1500 м^3
12.	Коэффициент потерь метана в системе	5%
13.	Прочие расходы и расходы на ремонт в год	2% от капитальных затрат
14.	Годовой срок работы завода (без учета простоев и ремонта)	8000 часов
15.	Годовая производственная мощность завода	20 000 тонн
16.	Принимаемый для расчетов, курс 1$ США	65 руб.

Алгоритм расчета переменных затрат КСПГ включает в себя следующие статьи затрат:

– затраты на добычу или покупку сырья для производства СПГ согласно годовой производственной мощности завода;

– затраты на электроэнергию для производства СПГ согласно годовой производственной мощности завода.

Статья затрат на добычу/покупку сырья для производства СПГ рассчитывается по следующей формуле (1):

$$VC_{(сырье)} = P_{(газ)} * C_{(газ)} * (1 + K_{(потери)}), \quad (1)$$

где:$P_{(газ)}$ – стоимость добычи/закупки газа в тыс. м^3 (price); $C_{(газ)}$ - объем потребления метана для производства СПГ (consumption); $K_{(потери)}$ - надбавка к удельному расходу метана при производстве СПГ.

В зависимости от сценария, показатель затрат ($P_{(газ)}$) будет отличаться по величине. В первом сценарии, при котором завод СПГ будет полностью обеспечен метаном, добываемом угольной компанией, $P_{(газ)}$ будет соответствовать значению показателя удельных затрат на добычу 1000 м^3 метана. Среднее значение данного показателя составляет 35-40 $ или 2500 руб. [26].

Второй сценарий предполагает загрузку СПГ завода на 50% добываемым метаном и на 50% сетевым газом. Стоимость 1000 м^3 для промышленных предприятий в Кемеровской области на 2019 год составляет 4419 рублей [16]. Таким образом, $P_{(газ)}$ во втором сценарии будет равен 3460 руб.

В третьем сценарии завод будет полностью функционировать, потребляя сетевой газ. Соответственно, $P_{(газ)}$ в третьем сценарии будет равен 4419 руб.

Статья затрат на покупку электроэнергии для производства СПГ рассчитывается по следующей формуле (2):

$$VC_{(электроэнергия)} = P_{(электроэнергия)} * (C_{(ожижитель)} + (C_{(прочее т.о.)}), \quad (2)$$

где: $VC_{(электроэнергия)}$ – переменные затраты на электроэнергию; $P_{(электроэнергия)}$ – стоимость электроэнергии за кВт-ч; $C_{(ожижитель)}$ – объем потребления кВт-ч ожижителя для производства СПГ; $C_{(прочее\ т.о.)}$ – объем потребления кВт-ч прочего технологического оборудования для производства СПГ.

Стоимость 1 кВт электроэнергии в 2019 году для Кемеровской области составляла 3,43 рубля, потребляемая мощность установки по паспорту 600 кВт на 1 т / час [16]. С учетом потребления электроэнергии прочим технологическим оборудованием, годовые расходы на электроэнергию составят 633,23 тыс. долл. или 41160 тыс. руб.

Таким образом, сумма переменных затрат для производства СПГ формируется согласно следующей формуле (3):

$$VC = VC_{(сырье)} + VC_{(электроэнергия)}, \quad (3)$$

где**:** VC – сумма переменных затрат для производства СПГ.

Алгоритм расчета постоянных затрат включает в себя следующие статьи затрат:

– заработная плата производственного и административного персонала;

– прочие общехозяйственные, общепроизводственные затраты и текущий ремонт;

– амортизационные отчисления.

Данные затраты не учитывают прочие управленческие и коммерческие расходы на организацию и поддержание всего бизнеса в целом.

Статья затрат заработной платы персонала рассчитывается по следующей формуле (4):

$$FC_{(персонал)} = (N_{(пр)} * S_{(пр)} + N_{(адм)} * S_{(адм)} + N_{(ком)} * S_{(ком)}) * 12, \quad (4)$$

где: $FC_{(персонал)}$ – объем годовых затрат на персонал; $N_{(пр)}, N_{(адм)}, N_{(ком)}$ – количество человек производственного, административного и коммерческого персонала для обслуживания завода соответственно (number); $S_{(пр)}, S_{(адм)}, S_{(ком)}$ – величина заработной платы производственного, административного и коммерческого персонала соответственно (salary).

В таблице 2 приведены месячные и годовые затраты на персонал.

Таблица 2. – Затраты на персонал

Показатель	Месячное значение	Годовое значение
Основной производственный персонал (14 чел.)	50 тыс. руб.	8 400 тыс. руб.
Административный персонал (2 чел.)	70 тыс. руб.	1 680 тыс. руб.
Коммерческий персонал (1 чел.)	60 тыс. руб.	720 тыс. руб.
Затраты на персонал	900 тыс. руб.	10 800 тыс. руб.
Затраты на персонал с учетом страховых взносов	1 170 тыс. руб.	14 040 тыс. руб.

Статья затрат прочие общехозяйственные и общепроизводственные затраты и текущий ремонт рассчитывается по следующей формуле (5):

$$FC_{(прочие\ затраты)} = Capex_{завода} * R_{ос}, \quad (5)$$

где: $FC_{(прочие\ затраты)}$ – величина прочих затрат на общехозяйственные, общепроизводственные расходы и текущий ремонт; $Capex_{КСПГ}$ – объем инвестиций в строительство завода; $R_{ос}$ – ставка, для определения расходов на прочие расходы, равная 2% (other cost rate).

Статья амортизационные отчисления рассчитывается по следующей формуле (6):

$$D = \frac{Capex_{завода}}{20}, \quad (6)$$

где: D – годовая амортизация оборудования завода (depreciation).

Таким образом, сумма постоянных затрат для производства СПГ формируется согласно следующей формуле (7):

$$FC = FC_{(персонал)} + FC_{(прочие\ затраты)} + D, \quad (7)$$

где: FC – сумма постоянных затрат для производства СПГ на заводе.

Алгоритм расчета удельной себестоимости 1 тонны СПГ с завода формируется согласно следующей формуле (8):

$$UC = (VC + FC)/C, \quad (8)$$

где: UC – удельная себестоимость стоимость 1 тонны СПГ без НДС (unit cost); C – годовая производительность СПГ на заводе (LNG plant capacity).

С учетом всех затрат, удельная стоимость 1 тонны СПГ составит: в первом сценарии 12,83 тыс. руб., во втором сценарии 14,08 тыс. руб., а в третьем сценарии 15,33 тыс. руб. Во всех трех сценариях себестоимость производства 1 тонны СПГ оказалась ниже средней рыночной цены, равной 20 тысяч рублей за тонну. На основе модели получены результаты, приведенные в таблице 3.

Таблица 3. – Основные показатели эффективности проекта по сценариям

Показатель	Сценарий		
	1	2	3
Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс. руб.	1 358 347	1 137 067	915 048
Срок окупаемости (PP), годы	4,50	4,88	5,38
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), годы	5,06	5,59	6,32
Внутренняя норма доходности (IRR), %	31,8%	28,7%	25,5%
Индекс доходности (PI)	3,06	2,72	2,39
Модифицированная норма доходности (MIRR), %	15%	14%	13%

Источник: собственные расчеты авторов

Для оценки устойчивости проекта был проведен анализ чувствительности. На рисунке 2 представлена графическая зависимость чистой приведённой стоимости проекта (NPV) от объема производства, цены СПГ, операционных затрат и ставки кредита.

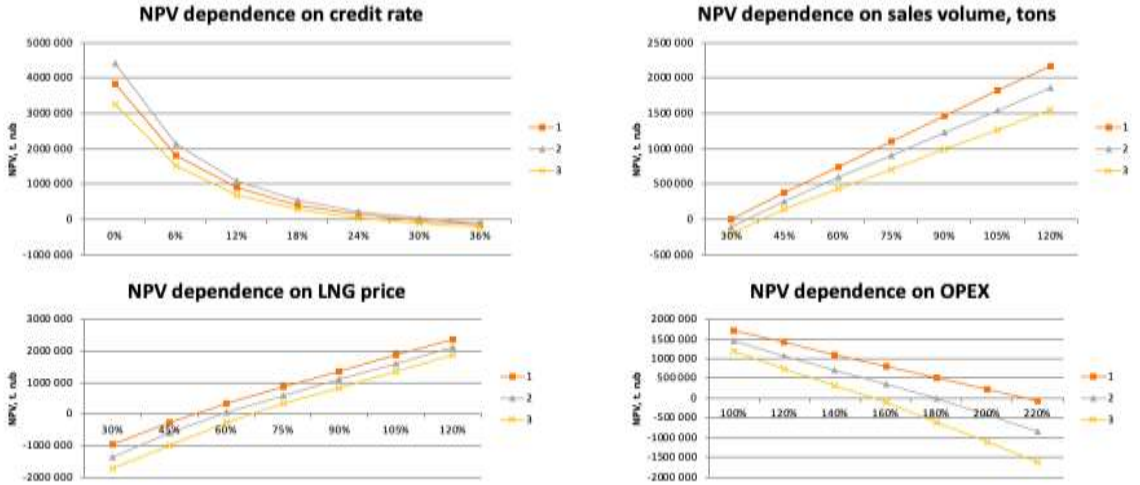


Рис. 2. Анализ чувствительности проекта в трех сценариях

Источник: собственные расчеты авторов

Анализ показал, что даже при существенном изменении основных входных показателей, проект устойчив к колебаниям.

Необходимо отметить, что в расчетах показателей эффективности проектов по всем сценариям не учитывались экологический, социальный и региональный эффекты, так как проект не привязан к конкретному региону и территории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Безусловно, для реализации такого проекта угольным компаниям потребуются специальные компетенции в вопросах эксплуатации новых производственных объектов.

Важным вопросом также является источник финансирования данного проекта. Далеко не каждая компания сможет получить кредит на такой проект [25]. Наиболее реальным механизмом получения средств является проектное финансирование. Денежные потоки, возникающие при добыче угля не должны обеспечивать жизнеспособность проекта по добыче метана и производству СПГ.

Необходимо также оценивать применимость результатов исследования для конкретного предприятия. Для этого требуется проанализировать потенциал предприятия по основным критериям: ресурсная база, геологический фон (высокое газосодержание и хорошая проницаемость угольных пластов), расположение потребителей СПГ, социальные и экологические выгоды.

Таким образом, в исследовании обосновано достижение главной цели - обеспечение комплексного извлечения полезных ископаемых из недр.

Главная задача локализации СПГ завода состоит в том, чтобы использовать метан угольных пластов для повышения эффективности производственных процессов, обеспечить снижение издержек угольной компании в целом. Создание производства СПГ позволит таким компаниям обеспечить диверсификацию товарного ассортимента, снизить зависимость автономного производства СПГ от поставщиков сырья, улучшить экологическую ситуацию, обеспечив перевод техники с дизеля на газ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Агеев Н.П., Агеев П.Т., Десяткин А.С., Елсухов Г. А.* Технология плазменно-импульснового воздействия- нетрадиционный подход к дегазаци угольных пластов// Горная промышленность. 2015. №1 (119). С.28-33.

2. *Бискардини Дж., Шмилл Р., Маэстро А.Д.* От малого к большому. Почему малотоннажное производство СПГ может стать новой «большой волной» // PwC. URL: https://www.pwc.ru/ru/publications/Small-going-big.pdf.

3. *Блоч М., Уили Г., Родвелт Г., Рикман Р.Д., Рингисен Д.А.*, Ист Л.Э. Угольный метан. Концепция жизненного цикла и технологии добычи // Oil & Gas Journal, Russia. - 2008 - №6. - С. 86-93.

4. Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, июль 2018. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_2018.07.23.pdf.

5. *Герасимов В., Передельский В., Дарбинян В.* Перевод карьерных самосвалов на газодизельный и газовый режим работы с использованием бортовых топливных систем сжиженного природного газа // НМ-Оборудование, Март, 2005 г. с 29-33.

6. *Григорьев Г.А., Афанасьева Т.А.* Перспективы промышленного освоения нетрадиционных ресурсов газа в России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012 -Т.7. - №2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/29_2012.pdf.
7. *Иманбекова А.М.* Пути повышения метанобезопасности и перспективы промышленной добычи метана из угольных пластов. Вестник КарГУ, 2015.; https://articlekz.com/article/11877.
8. Каталог продукции ПАО «Криогенмаш». URL: http://www.cryogenmash.ru/tpl/catalog_Cryogenmash_2018_rus.pdf.
9. *Копытов А.И. Войтов М.Д. Тагиев С.М.* Современные методы добычи метана из угольных пластов, Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2016.№ 2. С. 35- 41.
10. *Коннов М.* Голубой бум // LENTA.RU / Экономика. 23.01.2020 URL: https://lenta.ru/articles/2020/01/23/lng/.
11. *Кузина Е.С.* Формирование организационно-экономического механизма дегазации высоко газоносных угольных пластов. Дис. канд. экон. наук: 08.00.05., 2018.
12. *Митронов Д.В., Макарова Е.Ю., Ступакова А.В., Богомолов А.Х., Кузеванова Е.В.* Возможность освоения метаноугольных месторождений Коротаихинской впадины Печорского бассейна. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 102-111. DOI: http://doi.org/10.18599/grs.19.11.
13. Новостной сайт компании ПАО Газпром: О перспективах добычи в России угольного газа. URL: https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/.
14. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года. URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rossiyskoy_federacii_na_period_do_2036_goda.html.
15. *Сторонский Н. М., Хрюкин В. Т., Митронов Д. В., Швачко Е. В.* Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева), 2008, т. LII, No 6.
16. Тарифы в Кемеровской области. URL: https://energybase.ru/tariff/kemerovskaya-oblast.
17. Australia Pacific LNG commissions Stage Two Talinga plant, media release, 21 January 2010, http://www.originenergy.com.au/news/article/asxmedia-releases/1139.
18. *C. Talkington*. Proceedings from the Opening of the International Centre of Excellence on Coal Mine Methane in Poland.
19. Coal Mine Methane Recovery: A Primer // U.S. Environmental Protection Agency, July 2019.
20. Eastern Star Gas (ESG), 'Coal seam gas basics', ESG website. URL: http://www.easternstar.com.au/basics.html.
21. *Golitsyn M.V., Bogomolov A.Kh., Vyalov V.I.* et al. Methane-coal basins and fields of Russia. Ways to solve the problems of methane extraction from coal deposits // The geology of oil and gas, 2013 No. 3 Pp. 88-95.
22. *Karasevich A. M., Storonsky N.M.* Main directions of strategy of development of JSC Gazprom of industrial production of methane from coal seams, No. 672, 04.06.2012.
23. Origin Energy, 'Spring Gully Coal Seam Gas development', Origin website. URL: http://www.originenergy.com.au/csg.
24. *Paul Simshauser, Tim Nelson.* Australia's Coal Seam Gas Boom and the LNG Entry Result // Australian Journal of Agricultural and Resource Economics, Vol. 59, Issue 4, pp. 602-623, 2015.

25. *Penelope Crossley*. The Australian LNG Industry: Legal and Commercial Challenges // Sydney Law School Research Paper No. 17/25.
26. *Wilkinson R.* BG begins coal-seam gas commissioning for QCLNG project // Oil & Gas Journal, Jun 27th, 2014. URL: https://www.ogj.com/pipelines-transportation/lng/article/17271259/bg-begins-coalseam-gas-commissioning-for-qclng-project.
27. Youtube: Coal Gas Seam Drilling, URL: https://www.youtube.com/watch?reload=9&v=o0J_Xzfo3rI&feature=share.

Пути повышения уровня конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний в условиях действия антироссийских санкций

(Ways to improve the level of competitiveness of Russian oil and gas companies in the context of anti-Russian sanctions)

Репин Александр Викторович
Магистрант базовой кафедры инновационного менеджмента
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к.э.н., заведующий кафедрой Москаленко А.А.

АННОТАЦИЯ

В настоящее время вопрос конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний на международных рынках стоит особенно остро ввиду сложной геополитической обстановки. В данной статье рассмотрены факторы, влияющие на конкурентоспособность российских нефтегазовых компаний в современных условиях. Проведен SWOT-анилиз конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний на международных рынках. Проанализировано влияние западных технологических и экономических санкций на российский НГК. Определены важные направления повышения конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний на международных рынках.

ABSTRACT

Currently, the issue of competitiveness of Russian oil and gas companies in international markets is particularly acute due to the difficult geopolitical situation. This article discusses the factors affecting the competitiveness of Russian oil and gas companies in present conditions. The SWOT analysis of the competitiveness of Russian oil and gas companies in the international markets was conducted. The impact of Western technological and economical sanctions imposed on Russian oil and gas complex are analyzed. Important ways of increasing competitiveness of Russian oil and gas companies on international markets are defined.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Конкурентоспособность, санкции, импортозамещение, цифровизация, низкоуглеводородное будущее, международные рынки.

KEYWORDS

Competitiveness, sanctions, import substitution, digitalization, low-carbon future, international market.

Вопрос конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний в современных условиях стоит особенно остро. Прежде всего это обусловливается сложной геополитической обстановкой, а именно, введенными экономическими и технологическими санкциями против России. В таких условиях важно понимать, какие факторы влияют на конкурентоспособность отечественных компаний.

Также необходимо определить конкурентные преимущества и ограничения российских нефтегазовых компаний.

В таблице ниже приведен анализ сильных и слабых сторон отечественных нефтегазовых компаний.

Табица 1 - SWOT-анализ конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний на международных рынках

Сильные стороны	**Слабые стороны**
- Мощная ресурсная база Низкая себестоимость добычи углеводородов - Развитая инфраструктура основных месторождений - Высокая экономическая эффективность	- Высокая налоговая нагрузка со стороны государства - Низкие показатели выручки при больших объемах добычи - Низкий уровень использования отечественных технологий - Высокий уровень государственного регулирования
Возможности	**Угрозы**
- Импортозамещение - Развитие НИОКР с целью создания передовых отечественных технологий - Развитие сектора Downstream и нефтегазохимии - Цифровизация бизнеса - Адаптация к низкоуглеродной экономике будущего - Оптимизация государством налоговой нагрузки	- Сохранение и расширение западных санкций против нефтегазовых компаний - Низкие темпы импортозамещения - Дальнейшее усиление налоговой нагрузки на нефтегазовый сектор

Несомненно, к сильным сторонам, прежде всего, относится мощная ресурсная база отечественных компаний. Доказанные запасы углеводородов находятся на сопоставимом относительно «мейджоров» уровне, а порой и вовсе превосходят их по данному показателю. В России также существует развитая инфраструктура добычи, которая позволяет с низкой себестоимостью добывать углеводороды. Такие конкурентные преимущества относятся к сильным сторонам отечественного нефтегазового сектора.

К слабым сторонам относятся низкие показатели выручки и низкий уровень капитализации (в сравнении с мировыми лидерами в нефтегазовой отрасли). Существуют также определенные конкурентные ограничения, которые также можно считать слабыми сторонами. Прежде всего, это высокая налоговая нагрузка и высокая доля государственного регулирования отрасли. Однако в настоящее время, главная слабая сторона российского нефтегазового сектора – экономические и технологические санкции, которые действуют с 2014 года. В долгосрочной перспективе они могут негативно повлиять на конкурентоспособность отечественных компаний.

Также существуют определенные угрозы, которые способны снизить уровень конкурентоспособности отечественных нефтегазовых компаний. Прежде всего, это – расширение санкций против России и низкие темпы импортозамещения.

Для успешного стратегического развития российского нефтегазвого сектора и повышения его конкурентоспособности на международных рынках можно выделить ряд перспективных направлений, которые позволят повысить текущий уровень конкурентоспособности.

Главным направлением является - импортозамещение. Важной составляющей развития любой крупной компании, в частности нефтегазовой, является проведение инновационной политики. Компаниям необходимо осуществлять научные разработки для поддержки производства и развития новых производств, снижения издержек за счет оптимизации производственных процессов, и, непосредственно, повышению уровня своей конкурентоспособности по отношению к другим компаниям.

На момент введения санкций российские компании имели большую зависимость от импорта оборудования (60%), услуг (45%) и программного обеспечения (до 100%).

Однако стоит отметить положительную динамику в данном вопросе. В настоящее время зависимость от иностранных технологий в отрасли снизилась с 60% до 50%.

Также ожидается, что к концу 2020 года доля импортного оборудования будет составлять 43%. Что касается импорта ПО, то долю импорта на сегодня удалось снизить до 80%. Тем не менее, пока еще очевидно, что западные технологические санкции оказывают значительное влияние на стратегическое развитие отечественных нефтегазовых компаний.

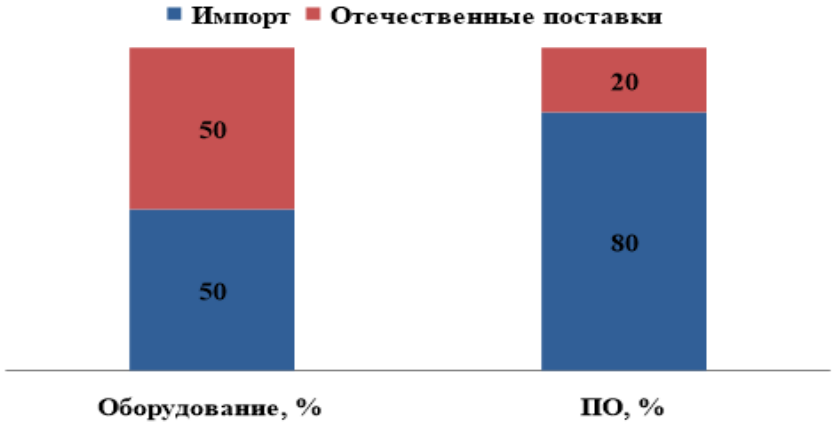


Рисунок 1 - Импорт оборудования и программного обеспечения в нефтегазовом секторе России на 2019 г.

Стоит также отметить, что данные цифры не в полной мере отражают информацию о доле импорта товаров и услуг. На данный момент, по-прежнему, значительное количество сервисных услуг в секторе разведки и добычи углеводородов осуществляется со значительным участием зарубежных партнеров российских нефтегазовых компаний, и российские сервисные компании пока уступают мировым лидером по номенклатуре и качеству предоставляемых сервисных услуг. Данные приведены в таблице 2.

С целью снижения зависимости по оборудованию и услугам в нефтегазовой отрасли в России была запущена политика импортозамещения, целью которой является снижение импортной составляющей по наиболее важным направлениям развития нефтегазового комплекса России. Данная политика осуществляется на уровне государства и действует до 2030 года. Важной составляющей развития любой крупной компании, в частности нефтегазовой, является проведение инновационной политики. Поэтому для качественного осуществления данной политики, прежде всего, необходимо развитие НИОКР отечественными нефтегазовыми компаниями.

Следующее важное направление - цифровизация. Цифровые преобразования – один из главных факторов мирового экономического роста последних лет. В ближайшем будущем конкурентоспособность компаний будет определяться уровнем их цифровизации.

Таблица 2 - Сотрудничество российских компаний с европейскими и североамериканскими поставщиками сервисных услуг

Разведка	**Добыча**
доля участия иностранного капитала - ниже 50%	
Разведочное бурение (сухопутное, шельф)	Эксплуатационное бурение, зарезка боковых стволов
Эксплуатационное бурение	Геомеханика
Геофизические исследования, вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), сейсморазведка и прострелочно-взрывные работы (ПВР)	Приготовление и инженерное сопровождение буровых растворов
	Текущий и капитальный ремонт скважин
доля участия иностранного капитала - выше 50%	
Каротаж, долотный сервис, Винтовые забойные двигатели, сервис буровых растворов	Наклонно-направленное бурение
Геолого-технологические исследования	Горизонтальное бурение
Гидродинамические исследования, вертикальное сейсмическое профилирование	Телеметрия
Интенсификация (кислотная обработка скважин, гидравлический разрыв пласта)	Гидравлический разрыв пласта
Керноотбор и анализ керна, цементировочные работы	—
Коммуникации, связь буровой установки с заказчиком	—

По оценкам Глобального института McKinsey, только в Китае до 22% увеличения ВВП к 2025 году может произойти за счет внедрения новых цифровых технологий. Ожидаемый прирост ВВП в США, создаваемый цифровыми технологиями, к 2025 году может составить $1,6–2,2 трлн. По тем же оценкам, потенциальный экономический эффект от цифровизации экономики России увеличит ВВП страны к 2025 году на 4,1–8,9 трлн руб. (в ценах 2015 года), что составит от 19 до 34% общего ожидаемого роста ВВП. Такие смелые экономические прогнозы связаны не только с эффектом от автоматизации существующих процессов, но и с внедрением принципиально новых, прорывных бизнес-моделей и технологий.

Понимая это, ведущие игроки активно внедряют цифровые инструменты в самых разных секторах экономики. В нефтегазовой отрасли это дает возможность моделировать месторождения, повышать эффективность ремонтных работ и процесса бурения, снижать энергозатраты, наблюдать за удаленными месторождениями с помощью дронов, анализировать выход продукции, устанавливать динамическое и локальное ценообразование. В настоящее время российские нефтегазовые компании активно ведут работу в данном направлении.

По оценкам Vygon Consulting, в России к 2035 году цифровые технологии, улучшая эффективность геологоразведки и скорость внедрения методов увеличения нефтеотдачи и технологий разработки трудноизвлекаемых запасов, способны добавить к текущему уровню

добычи около 155 млн т нефти, компенсировав объем выпавшей к тому времени добычи на истощенных месторождениях.

Однако стоит заметить, что российский рынок имеет определенную специфику. Крупнейшие игроки нефтесервисного сегмента и поставщики оборудования традиционно конкурировали за счет низкой цены, а не за счет уникальных технологических решений. Многие из них пострадали после падения цен и ужесточения политики заказчиков и не имеют возможности инвестировать в развитие новых продуктов и компетенций. В целом, они редко выступают инициаторами сотрудничества в области цифровизации с российскими ВИНК. Санкции, безусловно, дали толчок развитию импортозамещения, и можно с уверенностью сказать, что мы вскоре увидим изменения в данной сфере.

Также в настоящее время актуальным направлением является развитие downstream. Ни нефть, ни газ не могут в полной мере обеспечить достаточный уровень развития экономики России. В этом вопросе должна помочь переработка углеводородного сырья и дальнейшее развитие нефтегазохимии. За последние годы в результате активной работы Правительства РФ, Минэнерго России и ВИНК отечественные НПЗ за счёт модернизации и реконструкции сумели за короткий срок перейти на выпуск нефтепродуктов европейского качества. В этой области был совершён прорыв, однако много проблем ещё остаётся. Главная проблема – незначительная доля вторичных процессов и процессов, углубляющих переработку нефти. В РФ доля этих процессов составляет 17%, в Европе – 40-45%, в Северной Америке – 55%. В настоящее время в Минэнерго России разработан и утверждён План развития нефте- и газохимии до 2030 г. Углубление переработки нефти, газового конденсата и газов за счёт включения нефтегазохимических комплексов в состав нефтегазовых компаний приведёт к значительному росту рентабельности предприятий и повысит общую выручку.

Кроме того, в настоящее время общество стоит перед двойным вызовом – удовлетворить растущую потребность в энергии и снизить выбросы парниковых газов. Эта дилемма может быть решена с помощью энергосбережения и перехода на низкоуглеродные энергоресурсы. Поэтому российские нефтегазовые компании не могут себе позволить игнорировать начавшуюся трансформацию энергетического сектора, которая может разрушить их бизнес-модель и резко сократить традиционные возможности для получения прибыли. Технологии должны сыграть ключевую роль в обоих случаях – для увеличения эффективности использования энергии и для повышения доступности низкоуглеродных источников энергии. Компаниям необходимо убедиться, что они не потеряют позиции на своих ключевых рынках углеводородов при любом сценарии энергетической трансформации. С другой стороны, они должны убедить инвесторов и общественность в своей приверженности развитию чистых технологий.

Таким образом, для повышения конкурентоспособности российским НГК необходимо, прежде всего, ориентироваться на стратегическое развитие, уделяя особое внимание вышеописанным направлениям. В данной работе были рассмотрены конкретные пути, которые помогут российским нефтегазовым компаниям повысить уровень их конкурентоспособности на международных рынках.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Москаленко А.А.* Современные тенденции инновационного развития нефтегазодобывающих компаний. – В сб.: Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации. Тезисы III НПК с международным участием, СамГТУ, 2018.

Обеспечение надежности оборудования в осложненных условиях месторождений компании n-нефтегаз

(Reliability of equipmentin complicated conditions deposits of n-neftegas company)

Салимгараев Альберт Анварович
Аспирант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: д.т.н., профессор Кучумов Р.Я.

АННОТАЦИЯ

Сделаны первые шаги для определения подхода учета прогноза наработки скважинного оборудования в условиях компании n-нефтегаз. Для прогнозирования использовался метод основанный на теории надежности восстанавливаемых систем. Основой для такого анализа является массив исходных данных. Опыт накопления данных показывает, что при стандартном подходе используется наработка по месторождению, что связанно с определенной погрешностью. В данной работе производилась детализация усреднения по кусту скважин, по типоразмерам скважин и по типам отказов. Для детализации по каждой скважине, к сожалению, не хватало исходных данных даже за 20 лет работы системы на месторождении. В результате были получены выборки с усредненным показателем наработки, который может использоваться как нефтяной компанией для прогнозирования добычи, так и сервисным подразделением для прогнозирования числа ремонтов.

ABSTRACT

The first steps have been taken to determine the approach for taking into account the forecast of operating time of downhole equipment in the conditions of n-neftegas company. For forecasting, a method based on the theory of reliability of reconstructed systems was used. The basis for such an analysis is an array of source data. The experience of data accumulation shows that the standard approach uses the operating time for the field, which is associated with a certain error. In this work, averaging was performed over a well cluster, over well sizes and over failure types. Unfortunately, for the detailing for each well, the initial data were not enough even for 20 years of operation of the system in the field. As a result, samples were obtained with an average operating time indicator that can be used by both the oil company to forecast production and the service department to predict the number of repairs.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Теория надежности, наработка, прогнозирование наработки, подход учета наработки.

KEYWORDS

Reliability theory, operating time, operating time forecasting, operating time accounting approach.

За последние 15 лет (2005-2020 гг) в нефтяной отрасли произошло множество изменений. Уровень добычи вырос с 470 млн т. в 2005 году до сегодняшних 556 млн т. (Аналитики, 2020), фонд скважин увеличился с 119 тысяч скважин до 155 тысяч скважин соответственно. Подобный рост фонда скважин на 30% по сравнению с увеличением

добычи всего на 18% говорит о том, что добывать нефтяные ресурсы стало сложнее. В связи с этим необходимо уделить особо внимание вопросу надежности скважин.

По мере развития новых технологий, менялся также и способ добычи. Фонд скважин смещается с фонтанного способа на механизированную добычу, причем и способ мех. добычи тоже смещается в сторону установок электроцентробежных насосов (УЭНЦ) с установок штанговых глубинных насосов (УШГН), если в 2005 году 49% всего фонда было оборудовано УШГН, а УЭЦН было 45%, то ситуация на начало 2020 года выглядит следующим образом: существенное снижение доли УШГН до 28% и увеличение доли УЭЦН до 68%, хотя в абсолютных значениях снижение по УШГН произошло только на 30% при росте УЭЦН на 98%. Если рассматривать динамику по новому и старому фонду, ситуация изменилась и на начало 2020 года: 4% фонда скважин относится к новому фонду, нежели в 2005 году – всего 0,2%. (ЦДУ ТЭК, 2020)

Приведу еще немного статистики, но уже по работе фонда скважин по основным нефтяным компаниям РФ.

Если говорить об осложняющих факторах, то на данный момент структура выглядит следующим образом, на примере крупнейшей дочерней компании, крупной нефтяной компании РФ:

- Солеотложения 27%
- АСПО 27%
- Коррозия 13%

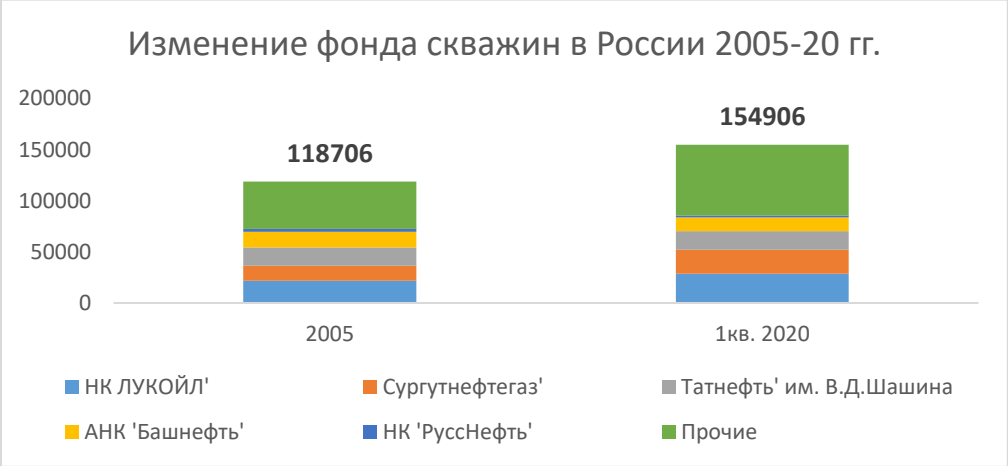


Рисунок 4 - Изменение фонда скважин в России 2005-2020 гг.

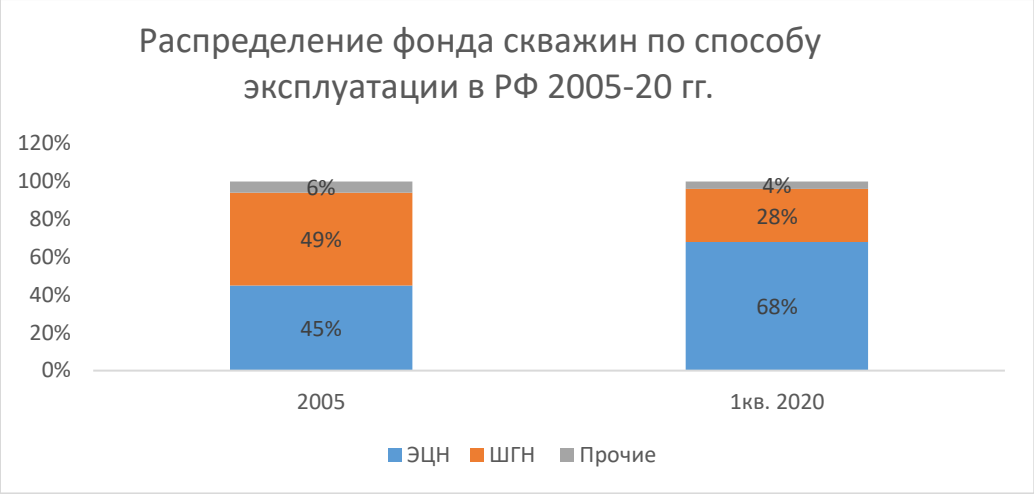


Рисунок 5- Распределение фонда скважин по способу эксплуатации в РФ 2005-20 гг.

Для объекта исследования приведу статистику по НК ЯНАО, дадим ей название N-нефтегаз.

Поскольку месторождения компании находятся на 4-ой стадии разработки, на сегодняшний день фонд скважин снижен в основном за счет вывода нерентабельных низкодебитных скважин, оборудованных УШГН, фонд УЭЦН напротив был увеличен.

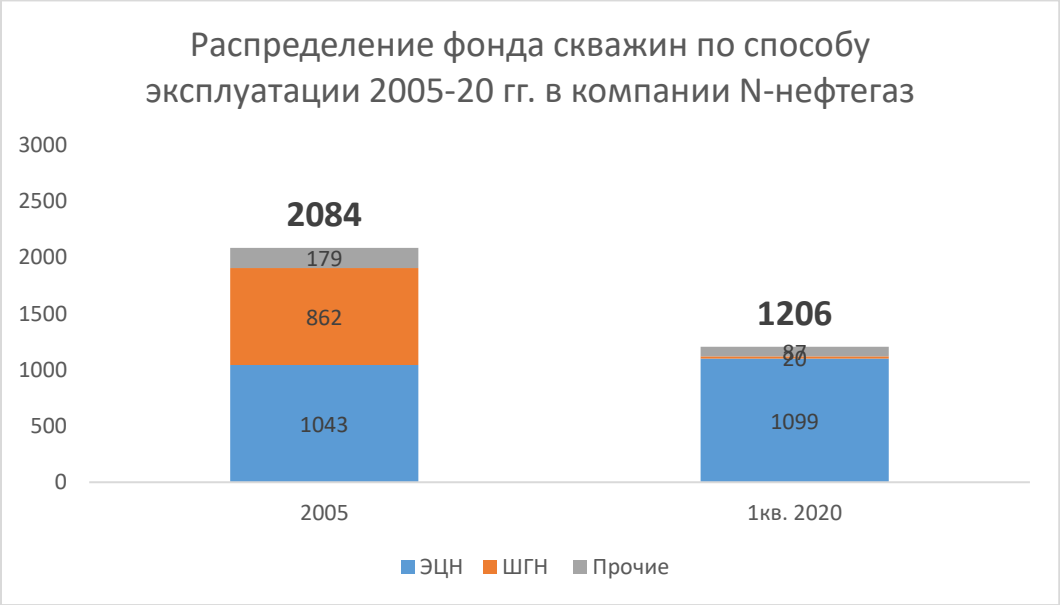


Рисунок 6- Распределение фонда скважин по способу эксплуатации 2005-20 гг. в компании N-нефтегаз

Таблица 1- Распределение фонда скважин по способу эксплуатации 2005-20 гг. в компании N-нефтегаз

	Всего	**ФОНТАН**	**УЭЦН**	**ШГН**	**новые**	**старые**
2005	2084	179	1043	862	2	2082
1 кв. 2020	1206	87	1099	20	36	1170

Основным показателем для определения надежности НК был выбран показатель межремонтного периода.

Межремонтный период работы скважины (МРП) - продолжительность работы скважины между датой вывода на режим внутрискважинного оборудования и датой его отказа.

Так же существуют понятия:

- Наработка на отказ скважинного оборудования (СНО) – средняя наработка скважинного оборудования с момента кнопочного запуска до отказа.
- Преждевременный отказ – включает отказы, при которых с момента кнопочного запуска погружное оборудование отработало от 3 до 365 суток включительно. (Тендерная документация, 2020)

При использовании МРП происходит: в части НК прогнозирование простоев скважин и недополученные объемы добычи, в части подрядной организации прогнозирование количества ремонтов при составлении бюджета для участия в тендерных процедурах. Точное знание МРП позволит НК минимизировать простои, а сервисной организации свои затраты и улучшить выполнение своих контрактов. Далее постараюсь доказать, что, применяя теорию надежности, можно более точно спрогнозировать потребность в оборудовании при использовании уточненного значения МРП, нежели при использовании среднего значения МРП по компании.

Анализ фонда скважин, оборудованных УЭЦН за последние 7 лет показывает, что основными причинами отказов были:

Таблица 2 - Основные причины отказа УЭЦН в N-нефтегаз

Засорение мех. примесями	23%
Коррозия НКТ и элементов подвески	13%
Коррозия УЭЦН	9%
Полет	6%
Износ УЭЦН	5%
Необеспечен приток	4%
Солевые отложения (твердые отложения)	3%
Конструктивный недостаток оборудования	3%
Прочие (менее 2%)	33%

В дальнейшем для анализа МРП рассмотрим несколько вариантов анализа данного показателя.

Из выборки записей отказавших установок ЭЦН с более чем 1300 записей за 7 лет, среднее значение по отработавшему оборудованию равняется 249 суткам, но уже при вычищении ГТМ из данной выборки значение по отработке становится равным 216 суток, исходя из этого уже появляется некоторая неопределенность какое же значение использовать для прогнозирования. Для решения данного вопроса прибегнем к известной теории надежности оборудования и на основе статистических данных выведем уравнение по вероятности безотказной работы оборудования. (Бабаев С.Г., 1987)

Для этого предлагаю рассмотреть несколько вариантов:

1. Усреднение записей по кустам скважин (поскольку данных по каждой скважине недостаточно для построения уравнения)
2. Группировку по типу оборудования

3. Группировку по типу отказов

При рассмотрении 1 варианта, а именно усреднения по кустам скважин, провожу усреднение по каждому кусту скважины одного месторождения и получаю среднее значение отработки по кусту скважин, при усреднении данного значения получаем значение 258 суток, что более приближенно к реальной ситуации на месторождении, однако данное усреднение не учитывает тип оборудования и причину отказа. Ниже приведу вывод уравнения и график вероятности безотказной работы оборудования. На основе статистических данных построение графика не вызывает больших сложностей, используя теорию математической статистики, определяем вероятность отказа по средним значениям фактически отработанного времени УЭЦН по кустам скважин и строим график вероятности отказа, зная значения вероятности отказа уравнением, описанным в работах (Кучумов, 1983), определяем значения вероятности безотказной работы и уравнение, подчиняющееся экспоненциальному закону распределения случайно величины. (Пчелинцев, 2000)

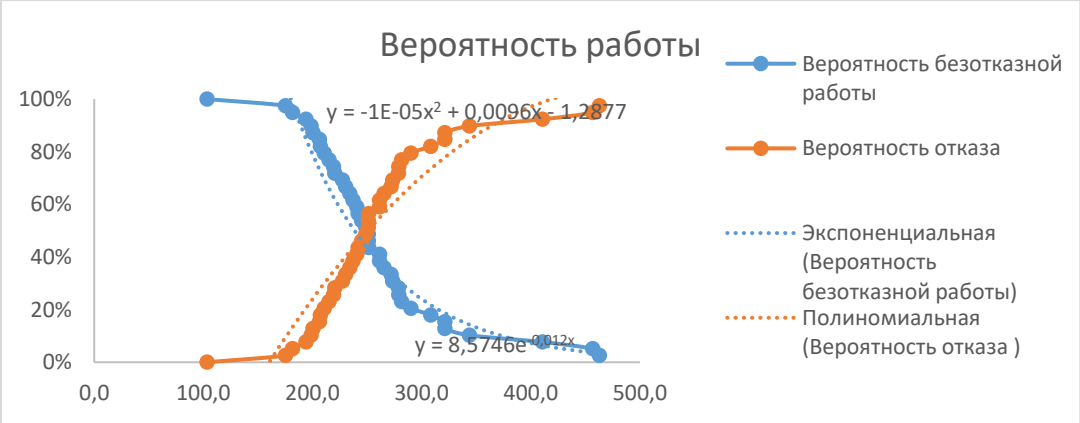


Рисунок 7 - Вероятность безотказной работы и вероятность отказа при усреднения по кустам скважин

Для рассмотрения 2 варианта – группировки по типу оборудования – необходимо провести группировку УЭЦН по подаче на несколько равнозначных групп, в нашем случае это габариты:

- 2А
- 4
- 5 от 20 до 50
- 5 от 50 до 280
- 5А до 300
- 5А более 300

Выборку проводили на основании имеющейся информации и работающем на фонде одного из месторождений N-нефтегаз, принято решение группировку проводить по габаритам и для наиболее частого в РФ 5 и 5А габарита в том числе и по подачам (низкой до 50 $м^3$ в сутки и высокой более 50 $м^3$ в сутки).

Общее среднее значение 240,5 суток.

Таблица 3 - Ранжирование по группам

№	Группировка	% в выборке	Усредненное значение отработки в группе	Вероятность безотказной работы
1	2А	1,8%	143,4	$y = 1{,}3936e^{-0{,}007x}$
2	5 менее 50	18,4%	291,4	$y = 1{,}0965e^{-0{,}003x}$
3	5 более 50	36,1%	191,7	$y = 1{,}3416e^{-0{,}005x}$
4	5А менее 300	14,3%	326,3	$y = 2{,}274e^{-0{,}004x}$
5	5А более 300	29,5%	249,7	$y = 322{,}08e^{-0{,}025x}$
	Среднее	**100%**	**240,5**	

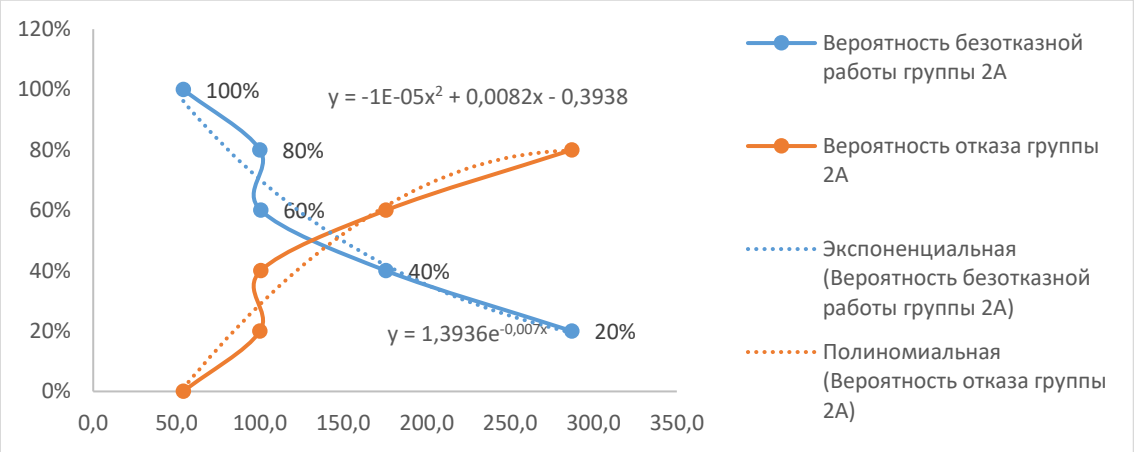


Рисунок 8 - Вероятность безотказной работы и вероятность отказа в 1 группе

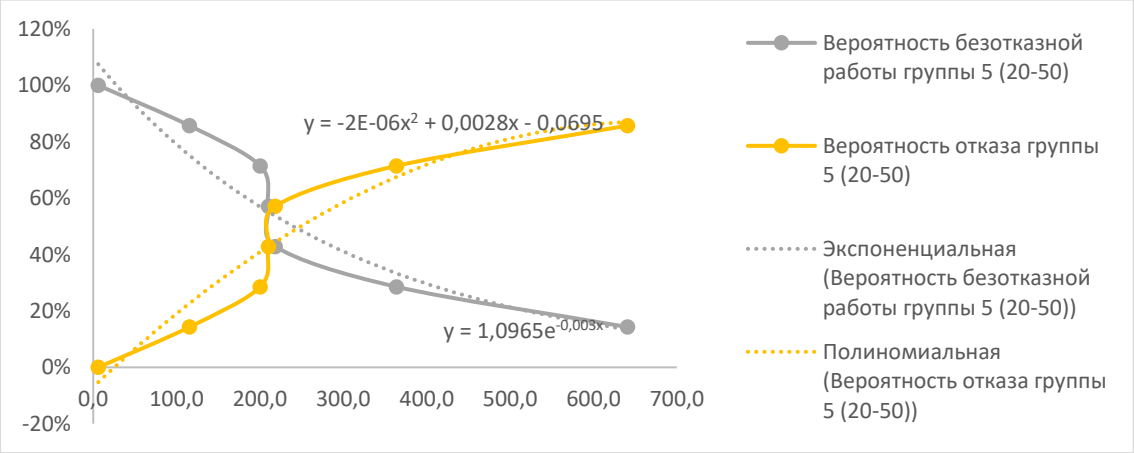


Рисунок 9 - Вероятность безотказной работы и вероятность отказа во 2 группе

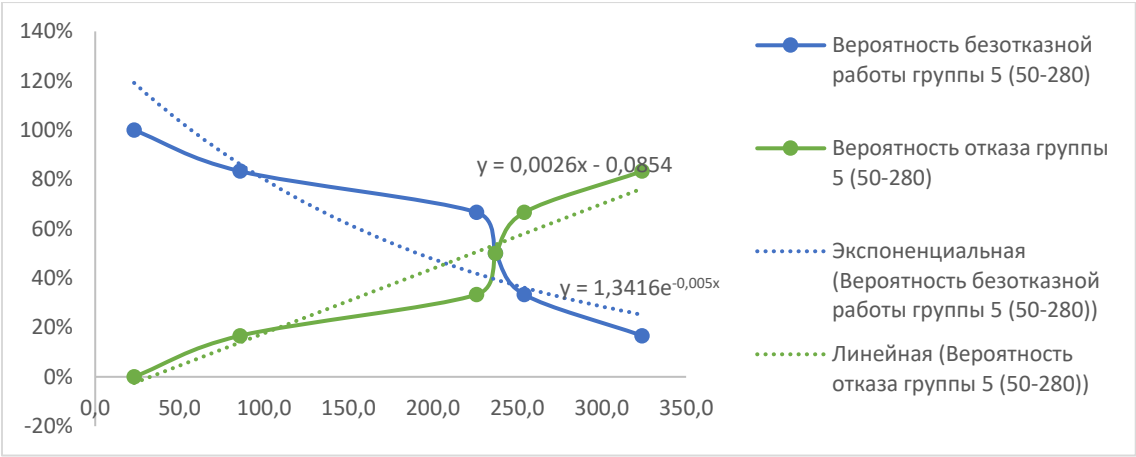


Рисунок 10 - Вероятность безотказной работы и вероятность отказа в 3 группе

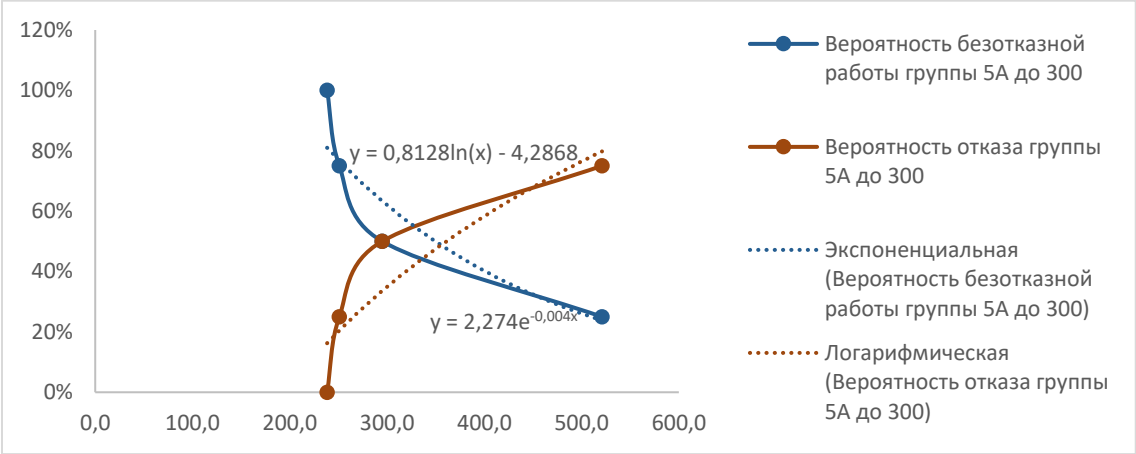


Рисунок 11 - Вероятность безотказной работы и вероятность отказа в 4 группе

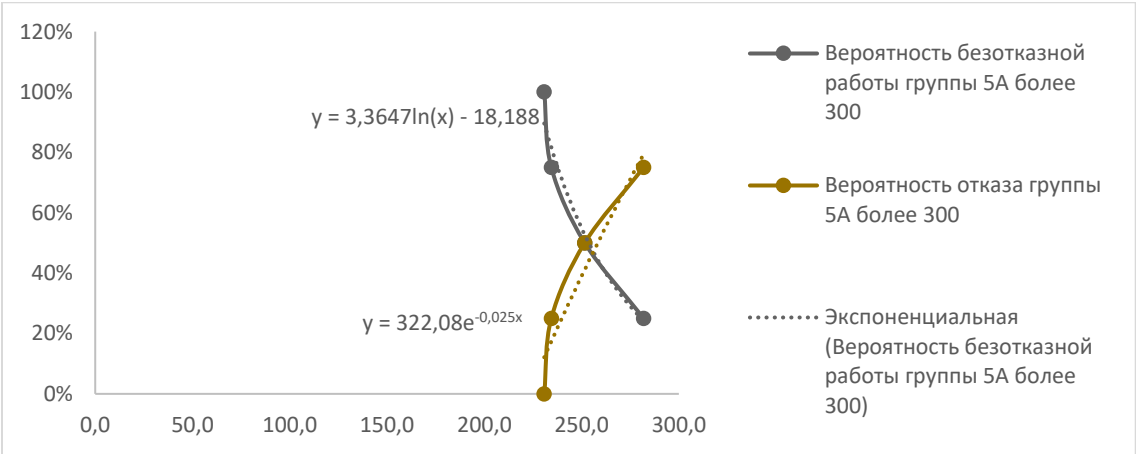


Рисунок 12 - Вероятность безотказной работы и вероятность отказа в 5 группе

При рассмотрении третьего варианта – по типу отказов.

Разбор будем вести по наиболее частым причинам отказа. Среднее значение получается по расчетам 234 суток.

Таблица 4 - Основные причины отказа УЭЦН в N-нефтегаз со средним значением отработки

Причина отказа	% в выборке	Ср. значение отработал
Засорение мех. примесями	23%	163,6
Коррозия НКТ и элементов подвески	13%	134,1
Коррозия УЭЦН	9%	241,8
Полет	6%	449,2
Износ УЭЦН	5%	263,8
Необеспечен приток	4%	124,3
Солевые отложения (твердые отложения)	3%	177,4
Конструктивный недостаток оборудования	3%	398,0
Прочее	33%	160
Среднее		**234**

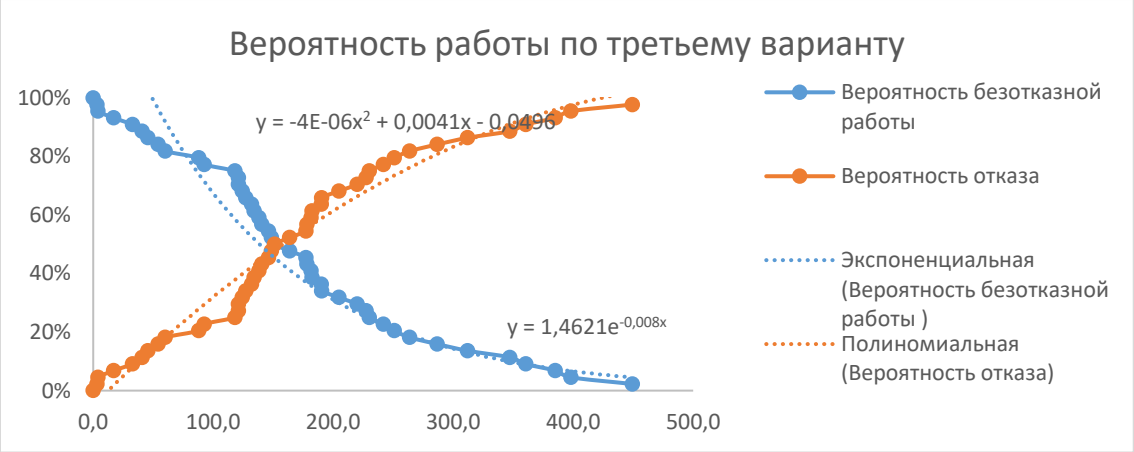


Рисунок 13 - Вероятность безотказной работы и вероятность отказа при усреднение по причинам отказа

Резюмируя три подхода получаем следующие значения по отработке оборудования:

Таблица 5 - Сравнение наработки при различной группировке

Подход	Среднее значение работы фонда, суток	Отклонение от базового,%
Базовое усреднение	249	0%
Базовое усреднение без ГТМ	216	-13%
Усреднение записей по кустам скважин	258	4%
Группировку по типу оборудования	241	-3%
Группировку по типу отказов	234	-6%

Таким образом имея различные значения по наработке необходимо провести оценку использования оборудования на рассмотренном месторождении. При использовании максимального значения по наработке может возникнуть ситуация, в которой нефтяная компания заложит меньшее количество отказов, а соответственно меньшее значение по

простоям фонда скважин, подрядная организация в свою очередь заложит в свои модели меньшее количество оборудования и сотрудников. И может возникнуть ситуация, когда плановые значения по добыче не будут выполнены в связи с оптимистичным планированием по добыче.

При использовании наименьшего значения по отработке план по добыче нефтяной компании может быть достаточно сильно занижен, а затраты подрядной организации завышены, поскольку будет прогнозироваться более частый подъем оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе исследованы выборки по одному месторождению нефтегазовой компании. Из истории за 7 лет были построены прогнозные модели с определением значения по наработке в зависимости от различной детализации. Полученные результаты варьируются в диапазоне 17%, следственно требуется подходить к прогнозированию с учетом данных детализаций.

Однако, достаточно сложно предсказать какой способ следует применять, и требуется проводить дополнительные наблюдения за работой фонда скважин. Но планирование с детализацией по кустам скважин может привести к более точному прогнозу как для нефтегазовой, так и для сервисной компании.

По требованию заказчика требуется обеспечить работоспособность оборудования до 365 суток, в случае преждевременного отказа будет осуществляться комиссионный разбор для определения причины отказа. В нашем случае (таблица 5) требуется закладывать такой разбор для каждой скважины поскольку значение отработки по всем вариантам менее 365 суток.

В дальнейшем предполагается апробировать данную методику на фонде скважин и сравнить полученные результаты с фактом. Существующие аналоги решают задачу похожим образом, однако автору неизвестно дальнейшее применение полученных данных для работы нефтяной компании.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Аналитики Статистика министерства энергетики РФ [В Интернете] // Министерство энергетики РФ. - 2020 г.. - https://minenergo.gov.ru/activity/statistic.
2. *Бабаев С.Г.* Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования [Книга]. - Москва : Недра, 1987.
3. *Кучумов Рашит Ямгитдинович* Методы повышения эксплуатационной надежности нефтепромыслового оборудования. - Уфа : [б.н.], 1983 г..
4. *Пчелинцев Ю.В., Кучумов Р.Р.* Эксплуатация и моделирование работы часто ремонтируемых наклонно направленных скважин [Книга]. - Москва : ВНИИОЭНГ, 2000.
5. Тендерная документация "Комплексное обслуживание УЭЦН". - Москва : [б.н.], 2020 г..
6. ЦДУ ТЭК Фонд скважин дающих продукцию. - 2020 г..

Особенности нефтегазонакопления на древней Сибирской платформе (юго-западный сектор Якутии)

(Features of oil and gas accumulation on the ancient Siberian platform (south western sector of Yakutia)

Севостьянова Розалия Федоровна
Младший научный сотрудник
ФИЦ «ЯНЦ СО РАН», Институт проблем нефти и газа СО РАН
Научный руководитель: д.г-м.н. Ситников В.С.

АННОТАЦИЯ

В статье приведены данные о возможных процессах нефтегазонакопления пластовых флюидов в древних толщах северной части Непско-Ботуобинской антеклизы, административно приуроченный на территории юго-западной части Республики Саха (Якутия). Наряду с юго-западными районами республики, где к настоящему времени уже создана достаточно крупная сырьевая база для нефтедобывающей промышленности, в статье прогнозируется возможное открытие целого ряда новых нефтеносных районов. В качестве таких территорий положительно оцениваются в первую очередь, северо-западные склоны Непско-Ботуобинской и Алданской антеклиз, бортовые части Вилюйской синеклизы, Алдано-Майская впадина, прилегающие площади на склонах Якутского мегасвода, а также целый ряд новых районов, находящихся на относительном удалении от Восточная Сибирь-Тихий Океан. Изложены также краткие сведения о специфических условиях формирования, геологического развития, современного строения и потенциальной нефтегазоносности разновозрастных толщ.

ABSTRACT

The article presents data on the possible processes of oil and gas accumulation of formation fluids in the ancient strata of the northern part of the Nepa-Botuobinsky anteclise, administratively located in the south-western part of the Republic of Sakha (Yakutia). Along with the southwestern regions of the republic, where a sufficiently large raw material base has already been created for the oil industry, the article predicts the possible discovery of a number of new oil-bearing regions. As such territories, first of all, the northwestern slopes of the Nepa-Botuobinsky and Aldan anteclises, the side parts of the Vilyui syneclise, the Aldan-May depression, the adjacent areas on the slopes of the Yakutsk mega arch, and also a number of new areas located at a relative distance from Eastern Siberia-Pacific Ocean. Brief information is also provided on the specific conditions of formation, geological development, modern structure and oil and gas potential of different age strata.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нефть, газ, Сибирская платформа, антеклиза, венд, Якутия.

KEYWORDS

Oil, gas, Siberian platform, anteclise, Vendian, Yakutia.

К настоящему времени все открытые на востоке Сибирской платформы месторождения нефти и газа сосредоточены в пределах двух крупных геологических районов (Вилюйский, Ботуобинский), которые в свою очередь приурочены к крупным территориям в составе Вилюйской и Непско-Ботуобинской нефтегазоносных областей

(НГО), в значительной мере различающихся по своему современному строению, истории геологического развития и условиям нефтегазоносности.

Особенности строения и нефтегазоносности, характерные для древних толщ (кембрий, венд, рифей), установлены в Ботуобинском геологическом районе, где к настоящему времени открыты залежи УВ, содержащие 4/5 запасов газа и все без исключения запасы нефти, учтенные госбалансом Российской Федерации по Республике Саха (Якутия).

На востоке Сибирской платформы рифейские отложения вскрыты в отдельных скважинах в разных частях рассматриваемой территории (Березовская впадина, склоны Алданской и Анабарской антеклиз, Алдано-Майская впадина, южный борт Лено-Анабарского прогиба). В большинстве случаев они представлены плотными карбонатными породами, проницаемость которых имеет рассеянный зональный характер и обеспечивается за счет трещиноватости.

Наиболее полное представление о литологических особенностях строения рифейского перспективного комплекса дают геолого-геофизические данные, полученные в результате геологосъемочных, буровых, сейсморазведочных тематических работ в восточной части Предпатомского регионального прогиба (Березовская впадина). Здесь в разрезе рифея, имеющем отчетливо выраженное цикличное строение, выделяется ряд комплексов. Нижняя часть каждого из них, сложенная терригенными породами (песчаники, алевролиты, гравелиты), рассматривается как потенциальный коллектор нефти и газа, а верхняя часть, представленная карбонатными или карбонатно-глинистыми отложениями, оценивается, в основном, как возможная покрышка.

Расположение предполагаемых зон распространения улучшенных коллекторов в различных частях венд-рифейского разреза обусловлено, главным образом, их близостью к источникам сноса терригенного материала, существовавшим в синхронные периоды седиментации. В одних случаях преобладал снос со стороны внутренняя поднятий, осложнявших строение Байкало-Патомской палеосистемы, в других основным поставщиком терригенного материала являлись приподнятые участка Алданской антеклизы.

При образовании сносимого материала за счет размыва кварцесодержащих пород фундамента происходило накопление преимущественно песчаных фаций, при размыве нижних карбонатных горизонтов рифея в раннем венде формировались существенно глинистые отложения.

Наличие в разрезе нижнего кембрия многочисленных регионально выдержанных мощных пластов соли гарантирует общую гидрогеологическую закрытость недр в целом для всего разреза. Общая мощность пачек соли составляет здесь 600-700 м. Следует отметить, что указанные соленосные толщи в разрезе кембрия рассматривается как надежный региональный флюидоупор в целом для всего разреза юга Сибирской платформы.

Распространение песчано-глинистых пород в подсолевых отложениях венда не является повсеместным и носит зональный характер. Наибольшие мощности они имеют на юге платформы в области перехода к Патомскому нагорью (до 600 м). К северу эти мощности уменьшаются и в целом ряде районов, например, в отдельных частях Непско-Ботуобинской антеклизы, отсутствуют полностью.

В наиболее изученных районах Непско-Ботуобинской НГО вскрытый глубоким бурением венд-кембрийский разрез имеет строение, аналогичное охарактеризованному выше. Вместе с тем, здесь более отчетливо фиксируется полосовидный характер

распространения протяженных песчаных тел, выделяемых в рамках каждого из продуктивных горизонтов в разрезе нижнего венда.

В целом отмечается закономерная приуроченность терригенного комплекса венда к внешней бортовой части Патомского рифейского палеопрогиба, имеющего рифтогенную природу, и намечается возможность трассирования зон развития песчаных тел на северо-западном плече последнего далеко к северу. Указанная особенность в распространении высокоперспективных терригенных отложений венда может рассматриваться в качестве поискового признака и на других территориях, где установлено или прогнозируется наличие рифейских отложений значительной мощности, связанных с древними палеопрогибами и рифтами.

Геолого-геофизические данные, полученные за многие годы буровых работ в южных краевых частях Сибирской платформы показывают, что залежи нефти и газа в отложениях подсолевого карбонатно-терригенного комплекса позднего докембрия, приурочены, как правило, к ловушкам неантиклинального типа. К настоящему времени в районах Непско-Ботуобинской НГО выявлены многие залежи УВ расположенные полностью или частично в пределах приподнятых тектонических блоков, которые ограничены дизъюнктивными нарушениями и имеют очевидные проявления литологического экранирования [2].

Имеющиеся геолого-геофизические материалы убедительно свидетельствуют о том, что благоприятные условия для формирования литологически экранированных залежей в ловушках неантиклинального типа имеются и на территориях, ранее изученных поисковыми работами и выведенных из бурения в связи с отсутствием положительных геологических результатов. Необходим возврат в эти районы для повторного опоискования на новом методическим и технологическом уровнях.

Особо следует отметить намеченные в последнее время закономерные связи ловушек с поверхностями несогласия в разрезе позднего докембрия и раннего палеозоя. Эти факты свидетельствуют в первую очередь о том, что не только аккумулятивные процессы, приведшие к формированию пород - коллекторов, но и денудационные процессы оказывали существенное влияние на формирование скоплений нефти и газа. В определенной степени установлено, что стратиграфические уровни размещения в разрезе осадочного чехла несогласий, перерывов и размывов могут являться своего рода индикаторами для выделения интервалов, оптимальных в отношении прогноза возможных горизонтов коллекторов.

Непосредственное отношение к выяснению палеогеоморфологических показателей нефтегазоносности имеют исследования по фациальному моделированию. Прогнозируемые модели различных фаций могут быть использованы при прогнозе литологических ловушек углеводородов в терригенных отложениях позднего докембрия. Так, дельтовая модель строения соответствует хамакинскому продуктивному горизонту в зоне сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба. Линейно-пляжевая модель строения может быть использована при прогнозе коллекторов улаханского продуктивного горизонта. Барьерно-баровую модель строения следует учитывать при прогнозе аналогов ботуобинского продуктивного горизонта к юго-западу и северо-западу от Ботуобинского геологического района [3].

В наиболее изученной Непско-Ботуобинской НГО наличие залежей углеводородов в карбонатном разрезе венда-кембрия (юряхский, осинский и другие горизонты) указывает на их связь преимущественно с органогенными постройками, сложенными водорослевыми и микрофитолитовыми известняками и доломитами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами вторичного характера. Проявляется определенная связь трещиноватости пород с улучшением фильтрационных свойств вторичных коллекторов. Зональный характер

преобразования пород вторичными процессами подтверждает ранее установленную связь развития высокоемких карбонатных коллекторов с разломами долгоживущими тектонически ослабленными субвертикальными зонами в осадочном чехле.

На территориях, длительное время подвергавшихся процессам денудации широкое развитие получили карстовые процессы, оказавшие положительное воздействие на коллекторские свойства карбонатных пород. Вместе с тем на качество этих коллекторов оказали влияние и другие эпигенетические процессы, которые ухудшали коллекторские свойства пород. Таким образом, роль палеорельефа и связанных с ним процессов при прогнозировании зон развития карбонатных коллекторов однозначно оценить трудно.

В более восточных районах Сибирской платформы в раннем и среднем кембрии обособилась рифовая барьерная зона, протянувшаяся от северных склонов Алданского щита к юго-западному Прианабарью. К западу от неё на территории, которая охватывает значительную часть Сибирской платформы, одновременно с образованием указанной зоны, сформировался мощный (до 800-1000 м) комплекс карбонатно-галогенных отложений. К востоку в открытой морской части бассейна шло накопление маломощных (до 50 м) карбонатно-глинистых отложений доманикового типа (синская, куонамская, иниканская свиты). Широкое распространение в рифовой зоне органогенных, обломочных и оолитовых пород, образующих мощный и фациально сложный комплекс, позволил классифицировать её Западно-Якутскую рифовую систему [1].

Общими предпосылками, определяющими её перспективность в нефтегазовом отношении являются резко выраженный положительный характер её структуры, наличие крупных рифогенно-аккумулятивных массивов, фациальная неоднородность разреза в целом при широком развитии оолитовых и обломочных пород, непосредственное соседство с потенциально нефтематеринскими отложениями доманикового типа.

Характерной особенностью древних рифогенных образований является их повышенная плотность по отношению к вмещающим карбонатным породам. Вместе с тем, в их пределах под влиянием вторичных процессов формируются участки локального разуплотнения, представляющие практический интерес как потенциальные коллекторы с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Указанное сочетание плотных и проницаемых разностей в рифогенных образованиях существенно карбонатного состава в целом благоприятно для нефтегазонакопления. В последнее время разработаны эффективные методические подходы по выявлению и картированию указанных нетрадиционных ловушек нефти и газа с использованием геофизических методов, в первую очередь сейсморазведки. Безусловный интерес эти отложения представляют в пределах Вилюйской гемисинеклизы, где они перекрыты мощными толщами более молодых палеозойских и мезозойских отложений.

Обобщая вышеизложенные данные по литологическим условиям нефтегазоносности отложений рифея, венда и кембрия на востоке Сибирской платформы, необходимо подчеркнуть, что преобладающая часть разреза отложений позднего докембрия и раннего палеозоя сформирована в морских условиях. Это обстоятельство обеспечивает региональность их распространения. Вместе с тем, в рассматриваемом разрезе более 60% составляют карбонатные отложения, для которых в целом свойственна повышенная плотность и сугубо избирательная зональность развития коллекторов преимущественно вторичного типа. Терригенные отложения позднего рифея и раннего венда имеют отчетливо выраженное полосовидное распространение вдоль палеошельфов соответствующих эпох. Дискордантные, не совпадающие между собой в плане зоны развития карбонатных и

терригенных коллекторов характеризуются своими особенностями формирования и размещения.

Приведенные сведения о специфических условиях формирования, геологического развития, современного строения и потенциальной нефтегазоносности разновозрастных толщ в составе многоярусного осадочного чехла Сибирской платформы, позволяют с различной степенью достоверности сформулировать следующие геологические особенности, свойственные преимущественно древним толщам рассматриваемой платформы:

- Наличие в осадочном разрезе пород различного литологического состава и генезиса.

- Существенное преобладание в разрезе карбонатных пород (60-100 %), присутствие в их составе органогенных образований водорослевой природы, имеющих широкое развитие как по площади, так и по разрезу.

- Отчетливо выраженный цикличный характер осадочного разреза в целом.

- Приуроченность относительно маломощных терригенных отложений, выполняющих роль базальных горизонтов, к нижним частям большинства крупных циклов.

- Зональное распространение кембрийских и, частично, верхневендских соленосных толщ - экранов, имеющих в целом широкое развитие на юге Сибирской платформы и в пределах рассматриваемой территории приуроченных преимущественно к юго-западным районам Республики Саха (Якутия).

- Значительная роль глубинных разломов, а также многочисленных разрывных нарушений разного порядка и сопряженных с ними зон повышенной трещиноватости пород.

- Преимущественно блоковый характер строения древних толщ и специфический блоковый облик их структурных планов, установленных и прогнозируемых на разных стратиграфических и гипсометрических уровнях.

- Достаточно широкое развитие процессов магматизма и их воздействие на строение ловушек нефти и газа, изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, степень преобразования органического вещества и др.

- Закономерная приуроченность большинства выявленных залежей нефти и газа и терригенным горизонтам раннего венда (при слабой изученности рифейских отложений и потенциальной нефтегазоносности карбонатных коллекторов разного возраста в целом).

- Закономерная связь зон улучшенных терригенных коллекторов венда с палеогеоморфологическими условиями их седиментации, определенными типами фаций и наличием палеошельфа в целом.

- Приуроченность зон улучшенных карбонатных коллекторов, имеющих в основном вторичный наложенный характер, к площадям распространения органогенных образований, играющих роль первичной матрицы, и одновременно – к участкам многократного проявления процессов тектонической активизации.

- Связь зон развития улучшенных коллекторов разного состава с интервалами разреза, содержащими установленные и прогнозируемые стратиграфические перерывы и несогласия.

- Закономерная связь установленных и прогнозируемых залежей нефти и газа с неантиклинальными ловушками структурно-литологического типа при наличия многочисленных элементов тектонического и литологического экранирования.

- Преимущественная приуроченность установленных и прогнозируемых зон нефтегазонакопления, а также наиболее перспективных площадей и участков в региональном плане к относительно мобильным территориям платформы примыкающим к

соседним горно-складчатым областям и имеющим отчетливые признаки современной тектонической активности [4].

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Асташкин В.А., Варламов А.И., Савицкий В.Е. и др.,* Рифовая зона кембрия Западной Якутии и основные черты с литологии // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы, М.: Наука, 1981, С. 125-128.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, М.: Недра, 1981, 362 с.
3. *Лебедев М.В., Чернова Л.С.,* Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и геофизика, 1996, Т. 37, № 10, С. 57-64.
4. *Ситников В.С.,* Геологические особенности строения и нефтегазоносности древних толщ востока Сибирской платформы // Геология, тектоника и металлогения Северо-Азиатского кратона: материалы Всероссийской научной конференции, 27-30 сентября 2011, Якутск: Издательско-полиграфический комплекс СВФУ, 2011, Т.1, 316 с.

Создание модели лидерства в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и проведение конкурса «Молодой лидер-нефтяник»

(Creating a leadership model at LUKOIL-Perm and holding the Young Oil Leader contest)

Севрюгина Елизавета Сергеевна[1], Зубарева Оксана Витальевна[2]
[1]Специалист 1 категории, [2]Ведущий специалист
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

АННОТАЦИЯ

Была разработана модель лидерства в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Полученная модель лидерства была протестирована на отобранной референтной группе действующих руководителей. С использованием модели был разработан и проведён конкурс «Молодой лидер-нефтяник». Работа позволяет структурировано определить потенциальных сотрудников предприятия, поощрить их инициативу, системно подойти к развитию лидерства в организации и обеспечить преемственность действующих руководителей-лидеров и молодых лидеров.

ABSTRACT

A leadership model was developed at LUKOIL-Perm LLC. The resulting leadership model was tested on a selected reference group of current leaders. Using the model, the contest “Young Oil Leader” was developed and held. The work allows you to structured identify potential employees of the enterprise, encourage their initiative, systematically approach the development of leadership in the organization and ensure the continuity of existing leaders and young leaders.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Лидерство, модель лидерства, эталонный лидер, компетенции, конкурс, молодой лидер.

KEYWORDS

Leadership, leadership model, reference leader, competencies, competition, young leader.

Включённость человека в общественные процессы обуславливает высокое значение лидерства. Современные организации выстраивают подходы к изучению этого феномена, создают методы выявления потенциальных лидеров, а также программы развития их лидерских компетенций.

Усиление значения лидерства в организациях объясняется стремлением сохранить конкурентоспособность под давлением перемен. Управление на основе лидерства не только позволяет принимать решения в неожиданных ситуациях, но и влияет на множество аспектов управления персоналом, таких как повышение мотивации сотрудников, удержание талантов и развитие кадрового резерва.

В выборе лидера необходимо учитывать совокупность его индивидуально-психологических качеств, склонностей и особенностей, которые могут понадобиться в перспективе и обстоятельствах функционирования группы. Качества, присущие лидеру, составляют основу его достижений, позволяют ему развиваться быстрее, выстраивать связи с окружающими и быть эффективнее.

Предприятие ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» оценивает лидерский потенциал своих сотрудников как метод управления персоналом, позволяющий повышать вовлеченность и эффективность достижения целей предприятия. Организация стремится поддерживать

работников, проявляющих лидерские компетенции, обеспечивать преемственность действующих руководителей-лидеров и молодых лидеров предприятия. Лидерство является одной из 5 управленческих компетенций.

Для понимания, какими качествами, в какой мере должен обладать лидер «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», была разработана модель лидерства на основе анализа требований к личностным качествам лидера в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с учетом содержания ключевых управленческих компетенций, принятых на предприятии. Дополнительными концептуальными ориентирами для разработки модели послужили базовые идеи философии лидерства и универсальные психологические характеристики лидера.

В модель вошли 7 основных показателей: умение принимать решения, умение координировать действия с другими участниками, наставничество, умение вести переговоры, доминантность, преданность делу и рациональность. Еще два показателя выступили в качестве контрольных: авторитет у коллег и склонность к девиациям. Каждый показатель модели складывался из перечня индикаторов, проясняющих его специфическое содержание и конкретизирующих личностный портрет «эталонного» лидера.

В качестве «эталонного» лидера рассматривается сотрудник, обладающий решительностью, умением не растеряться, повести за собой в неопределенной, нестабильной ситуации. Он находчив, инициативен, уверен в себе, оптимистичен. Ориентирован на сотрудничество с другими, социален, общителен, проявляет толерантность и уважение к окружающим. Готов выступать в роли наставника, выстраивать карьерные траектории подчиненных, развивать их способности. Способен продвигать нужных организации работников, проявляя при этом индивидуальный подход. Умеет видеть сильные и слабые стороны подчиненных и использовать их на пользу дела.

Противоположный полюс представлен набором характеристик, описывающих сотрудника, не готового к роли лидера. Такой сотрудник является ведомым, он не способен сориентироваться в неопределенной, нестабильной ситуации, повести за собой. Тревожен, осторожен, избегает инициативных действий. Малоконтактен, не проявляет интереса к окружающим, не стремится к сотрудничеству, общению. С трудом принимает противоположные взгляды. Не амбициозен, готов способствовать развитию других, однако не обладает для этого нужными качествами (настойчивостью, социальным интересом, инициативностью). Остальные качества «эталонного» лидера, а именно рациональность, преданность организации и этичность, могут быть выражены у такого сотрудника в достаточной степени, однако не формируют лидерскую структуру личности.

Данные исследования прошли с привлечением ведущих психологов Пермского государственного национального исследовательского университета: доктора психологических наук Корниенко Д.С. и кандидата психологических наук Балевой М.В.

Но только психологических задатков для реализации лидерства недостаточно. Необходимо, чтобы сотрудник реализовывал потенциал в рамках компании. Существующий метод тестирования необходимо сочетать с деловой активностью работника, знанием специфики деятельности, умением выстраивать отношения.

Для поддержки молодых работников в реализации лидерского потенциала, поощрения активной молодёжи, проявляющей личностные и деловые качества, а также для обеспечения преемственности действующих руководителей-лидеров и молодых лидеров ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» был разработан конкурс «Молодой лидер-нефтяник ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»» (далее – конкурс).

Конкурс впервые проводился в период с 17.06.2019 по 30.08.2019. Участниками конкурса выступили сотрудники не старше 30 лет, имеющие высшее образование по

профильным для предприятия направлениям и работающие в должностях рабочих, служащих, специалистов, руководителей не выше 3 уровня[49].

Конкурс включал следующие этапы:

1. Регистрация участников.
2. Заочный этап:
   – Тестирование

Прохождение участниками двух видов дистанционных тестирований (тест на знание компании, корпоративной культуры и истории, психологический тест на выявление лидерских качеств). Всем участникам, прошедшим процедуру тестирования, предоставлены их профили компетенций с характеристикой сильных сторон и зон развития.

– Видео-интервью

Съёмка участниками конкурса короткого двухминутного видео, где 1 минуту занимает самопрезентация участников и 1 минуту - видение участниками «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в будущем. Это позволило участникам раскрыть своё стратегическое видение, знание специфики деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», показать умение вести себя и грамотно преподносить свои мысли.

3. Очный этап:
   – Управленческие поединки

Проведение **публичного интеллектуального единоборства** двух участников в **управленческой ситуация** конфликтного характера. Ситуации для управленческих поединков были основаны на примерах, часто возникающих в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Участники поединков прошли двухдневный подготовительный тренинг.

– Встреча с конкурсной комиссией

Членами конкурсной комиссии были просмотрены видео-интервью участников, победивших на этапе управленческих поединков. Беседа участников конкурса с комиссией оценивалась по определённым измеримым критериям, чтобы исключить субъективную оценку кандидатов.

4. Подведение итогов.

По результатам всего конкурса были отобраны победители, которые были награждены в торжественной атмосфере.

Для размещения информации, создания дипломов и подарочной продукции конкурса был разработан логотип (рисунок 1).

#МолодЙЛидерНефтяник

Рисунок 1 - Логотип конкурса

Календарь конкурса был создан для быстрого и наглядного представления этапов и сроков конкурса (рисунок 2).

[49] заместитель начальника управления, заместитель начальника цеха, начальник отдела (кроме, самостоятельных отделов), начальник службы, установки, пункта, участка, заместитель начальника отдела, руководитель группы, начальник смены, мастер.



Рисунок 2 - Календарь конкурса

Для участия в конкурсе подали заявки 35 молодых работников. По результатам тестирований было отобрано 16, которые прошли подготовку и приняли участие в управленческих поединках. 8 победителей вышли на беседу с руководством. В результате конкурса определены первое, второе, третье место и один финалист конкурса.

Реализация конкурса на выявление лидеров ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» позволила структурировано определить потенциальных сотрудников предприятия, поощрить их инициативу и системно подойти к развитию лидерства в организации.

Конкурс позволяет:

1. Поддерживать молодых работников в реализации лидерского потенциала.
2. Поощрять активную молодёжь, проявляющую личностные и деловые качества.
3. Определять перспективных сотрудников для дальнейшего развития в профессиональной сфере.

Конечным результатом работы явились разработанная модель лидерства и реализованный конкурс «Молодой лидер-нефтяник ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»». Все выше перечисленное позволит осуществлять еще более качественную работу с персоналом и проводить отбор кандидатов в резерв кадров, ведь достойные сотрудники – это залог успеха организации. Основной капитал организации – это ее человеческий капитал.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Авдеев П.С.* Организационное лидерство: обзор теории черт // Гуманитарные научные исследования. 2014. № 10 [Электронный ресурс]. - URL: http://human.snauka.ru/2014/10/7824 (дата обращения: 06.06.2019).

2. *Бек Д., Кован К.* «Спиральная динамика. Управляя ценностями, лидерством и изменениями в XXI веке»: Открытый Мир, BestBusinessBooks; 2010
3. *Корытов В.В.* Лидерство и руководство: основные тенденции становления и развития проблематики // Электронный журнал «Психологическая наука и образование», 2010, № 3, ISSN: 2074-5885 [Электронный ресурс]. - URL: http://psyjournals.ru/files/30541/psyedu_ru_2010_3_Koritov.pdf (дата обращения 23.04.2019)
4. *Молодчик Н.А.* Организационное поведение : учеб. пособие – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. Ун-та, 2016. – 250 с.

Научно-технический потенциал нефтегазовых компаний
(Scientific and technical potential of oil and gas companies)

Симонова Анастасия Вадимовна
Магистрант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к.э.н., доцент Булискерия Г.Н.

АННОТАЦИЯ

В статье рассматривается роль инновационного развития в нефтегазовых компаниях. Показана роль НИОКР в инновационном развитии компаний. Проведен анализ затрат на НИОКР. Представлен инновационный индекс по зарубежным и отечественным нефтегазовым компаниям. Подчёркивается значение инноваций для нефтегазового сектора. Разработаны предложения по совершенствованию проведения НИОКР.

ABSTRACT

The article presents the role of innovative development in oil and gas companies. Identified the role of the role of R&D in the innovative development of companies. Presents analysis of costs for research and development. Compiled an innovative index by foreign and domestic oil and gas companies. The importance of innovation for the oil and gas sector is highlighted. Recommendations on improving the research and development process are proposed.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

НИОКР, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, инновационное развитие, инновационный процесс, технологические приоритеты.

KEYWORDS

R&D, research and development, innovative development, innovation process, technological priority.

Нефтегазовый комплекс является основой российской экономики и для обеспечения стабильности развития ТЭК необходима постоянная модернизация. Перед нефтегазовыми компаниями существует ряд проблем, которые затрудняют их развитие. Поэтому важной составляющей любой компании является научно-технический потенциал. В общем случае он определяет способность предприятия генерировать новые научные и технические идеи, осуществлять их научную проектно-конструкторскую и технологическую проработку, реализацию их в своей деятельности. Именно он предопределяет имеющиеся возможности для достижения общих целей деятельности предприятия. От этого потенциала напрямую зависит конкурентоспособность предприятия. Ядром научно-технического потенциала является создание инноваций, для которых проводится научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

Учитывая огромную роль нефтегазового сектора, в настоящее время без использования наукоемких технологий невозможно эффективное проведение геологоразведочных работ, бурения, добычи, транспортировки, переработки и сбыта продукции. Перед предприятиями нефтегазового профиля стоят важный задачи: создать оборудование, которое позволит разрабатывать сложные месторождения, где запасы трудно извлекаются; решение вопроса разработки низкорентабельных и обводненных залежей полезны ископаемых; освоение залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах и

многие другие. Осознавая необходимость развития технологий, российские нефтегазовые компании с каждым годом увеличивают вложения на НИОКР и добиваются высоких результатов: увеличение добычи на приближается к ведущим зарубежным компаниям.

На сегодняшний день крупные отечественные нефтяные компании в несколько раз увеличили удельные расходы на технологии. Российскими компаниями нефтегазового сектора все больше внимания уделяется инновационности собственных технологий. Реальным толчком к развитию является формирование благоприятного инвестиционного климата для инновационной деятельности. Инвестирование нефтегазовой отрасли стимулирует также инновационную активность и развитие смежных секторов, различного рода обслуживающих нефтяной рынок компаний.

Внедрение новых технологий, новых видов техники, новых методов организации управления и производства ведет к снижению производственных затрат, к снижению цен, увеличению размера прибыли, стимулированию новых потребностей, к росту репутации (имиджа) компании, и наконец, к завоеванию новых рынков сбыта. В организациях нефтегазового комплекса (НГК) в последние годы реализуются многочисленные технологические, экономические, организационные и другие инновационные программы. Учитывая специфику нефтегазового производства, инновационная деятельность представляет собой взаимосвязанность стадий жизненного цикла инновации, внедряемой во всех звеньях производственно-технологической цепочки, включающей различные этапы — от зарождения идеи ее создания, коммерциализации новшества и практического использования, до замещения ее более совершенной, прогрессивной формой.

Основными направлениями внедрения инновационных проектов в НГК РФ являются: увеличение объемов добычи углеводородов; улучшение состояния сырьевой базы и ее использования; глубокая и комплексная переработка углеводородов; создание перерабатывающих производств с выпуском высокотехнологичных, экспорто-ориентированных светлых нефтепродуктов; обеспечение экологической безопасности деятельности предприятий этого сектора.

Многие компании не считают важным вкладываться в инновационные проекты. В лидирующий странах для НИОКР в расходах компании составляет более 70%, в России-менее 5%. На мировом рынке высокотехнологической продукции Япония занимает 35%, в то время как Российская Федерация – менее 5%. Для сохранения конкурентоспособности и сокращения издержек зарубежные компании финансируют научные исследования и разработок в огромном количестве. Для более полного представления о масштабах проведения инновационного процесса в нефтегазовых компаниях рассмотрим динамику их расходов на НИОКР (рисунок 1).

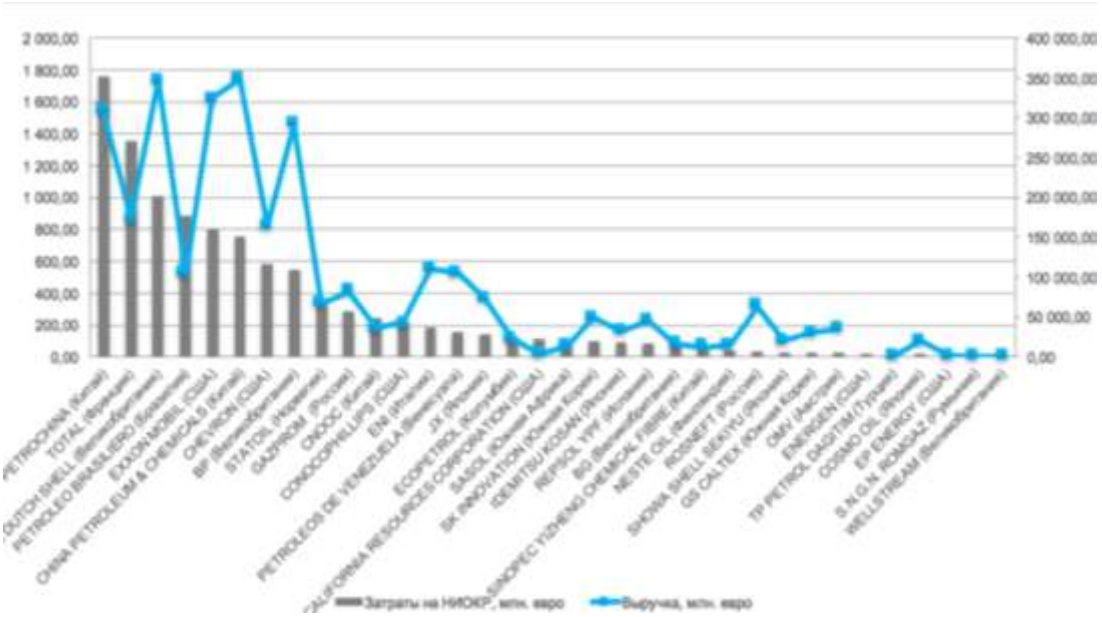


Рис.1. Расходы на НИОКР и выручка нефтегазовых компаний мира, 2018 год [7]

Как видно из рисунка 1, в международный рейтинг нефтегазовых компаний по расходам на НИОКР из России входит только ПАО «Газпром». Однако уровень расходов по сравнению с компаниями-лидерами все-таки низкий.

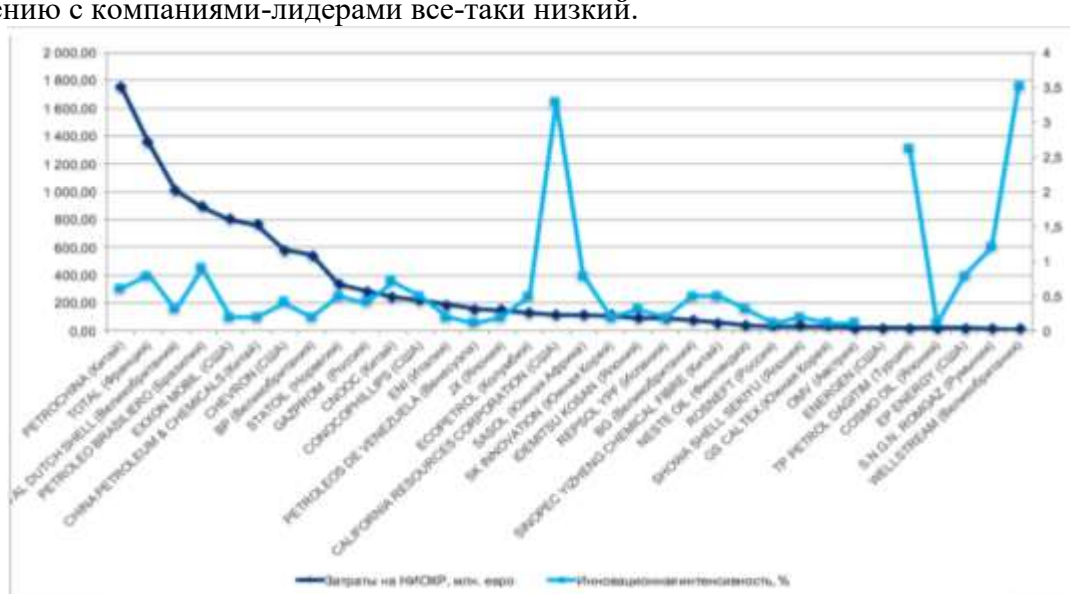


Рис.2. Инновационная интенсивность нефтегазовых компаний мира, %, 2018 год [7]

На рисунке 2 представлен уровень инновационной интенсивности. У всех нефтегазовых компаний она примерно одинакова. Компания с наиболее высоким показателем инновационной интенсивности (3,3 %) - California Resources Corporation (США), однако по уровню затрат на НИОКР компания занимает лишь 17 место.

Показатели инновационной активности отечественных нефтяных компаний рассчитаны на основе годовой отчетности компаний.

Показатель/год	Патенты (прирост)	кол-во персонала в научных подразделениях	кол-во научного персонала со степенью	публикации	НИОКР	Экономическая эффективность
Компания	2018				2018	
ПАО НК "Роснефть"	604 (52)	12 000	583 - кандидаты наук, 45 - доктора наук	23 151	29,9 млрд руб	8,3 млрд. руб.
ПАО "Газпром"	2342 (200)	ВНИИГаз-1428	ВНИИгаз-297 НИИгазэкономика-70	71 546	8,2 млрд руб (без НДС)	12,3 млрд руб.
ПАО "Лукойл"	105	«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»-3 500 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднинефтепроект» -543	АО "РИТЭК": 1 академик РАЕН, 1 член-корреспондент РАЕН, 2 доктора наук, 22 кандидата наук.	29 778	5,8 млрд руб	нет информации
ПАО "НОВАТЭК"	запатентовала собственную технологию сжижения газа	633	нет информации	3 443	нет информации	нет информации
ПАО "Сургутнефтегаз"	7	650	нет информации	9 278	нет информации	нет информации
ПАО "Газпром нефть"	В 2016 г. получены 18 патентов и зарегистрированы в Роспатенте 26 заявок (в том числе 2 международные)	900	4 профессора, 7 докторов наук, более 50 кандидатов наук.	27 972	нет информации	нет информации
ПАО "Татнефть"	102	нет информации	нет информации	14 564	нет информации	нет информации

Рис.3. Научный потенциал российский нефтегазовых компаний, 2018 год [6]

При анализе рисунка 3 можно сделать следующий вывод: самой инновационной компанией является – ПАО «Газпром». Следующая инновационная компания – ПАО НК «Роснефть». Лидирующую тройку закрывает ПАО «Газпром нефть» - российская нефтегазовая компания.

К сожалению, из-за недостающей информации по ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «Татнефть» вывод сделать очень сложно, поэтому они занимают последние позиции.

По международному рейтингу инновационная интенсивность российских нефтегазовых компаний находится на среднем уровне: от 0,06% (ПАО «Лукойл») до 0,38% (ПАО «Газпром»), в то время как у зарубежных компаний – 0,2-3,3 %, т.е. в десятки раз выше.

Таким образом, уровень инновационной активности отечественных нефтяных компаний уступает аналогичным показателям зарубежных. Однако критически важным представляются не расходы, а эффективность их использования.

В заключении можно сказать, что часть российских экономистов [3] высказывают мнение, что при нынешнем отсутствии в мире большого числа новых «прорывных» технологий широкого применения (гипотеза инновационной паузы, связанной с «длинными волнами» Кондратьева) разумнее больше полагаться на заимствование технологий, разработанных и освоенных Западом, чем создавать собственные аналоги.

В то же время без наличия мощной отечественной науки, нацеленной на создание собственных передовых разработок (хотя бы по некоторым направлениям), трудно обойтись, если эта экономика намеревается стать развитой. Поэтому в Концепции-2020 предполагается увеличение затрат на исследования и разработки до 2,5-3% в 2020 г.

Для проведения инновационных мероприятий в НГК необходима государственная поддержка, направленная на совершенствование законодательной базы, регулирующей проведение нефтегазовых операций; привлечение инвестиционных ресурсов - для модернизации и обновления нефтегазовых производств; создания современных перерабатывающих производств, позволяющих производить нефтепродукты и синтетические материалы мирового уровня.

Наиболее перспективными элементами инновационной структуры нефтегазового сектора России являются отраслевые технологические платформы (ТП) «Глубокая

переработка углеводородных ресурсов» и «Технологии добычи и использования углеводородов». В связи с этим для решения проблем функционирования отраслевых ТП необходимо, прежде всего:

изменение состава участников платформ путем привлечения финансово-кредитных организаций и государственных институтов развития в состав участников ТП;

создания международных партнерств на базе ТП за счет увеличения числа иностранных участников в структуре ТП;

а также вовлечение в процесс формирования и функционирования платформ министерств и ведомств, отвечающих за стратегическое развитие соответствующих секторов экономики; выстраивание цепочки по развитию законодательных инициатив со стороны платформ.

На основе вышеизложенного, рекомендациями по совершенствованию проведения НИОКР являются:

разработка и развитие инкрементальных инноваций в сотрудничестве с международными нефтегазовыми компаниями, центрами инновационного развития и ВУЗами;

формирование интегрированного подхода к инновационной стратегии в сегментах upstream и downstream, связывая с финансовыми показателями деятельности компаний;

развитие венчурного предпринимательства, которое будет способствовать эффективной реализации проектов по созданию инновационных технологий.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Булискерия Г.Н., Андреев А.Ф.,* К проблеме формирования научно-технического потенциала вертикально-интегрированной нефтегазовой компании // Нефть, газ и бизнес. – 2016. - № 3. – С.3-6

2. Булискерия Г.Н., Синельников А.А., Управление инновационными процессами в нефтегазовом комплексе //Нефть, газ и бизнес.-2014. - №3. - С.25-31.

3. *Никулина О.В., Мирошниченко О.В*., Сравнительный анализ финансирования инновационной деятельности компаний нефтегазового комплекса в мировой экономике// Инновации и инвестиции. – 2016. - №32. – С.23-39

4. *Синельников А.А., Булискерия Г.Н.,* Стратегический анализ: Практикум. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. 105 с.

5. *Синельников А.А*., Оценка и выбор НИОКР на предприятиях нефтегазового комплекса // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2008. - № 8. - С.39-43 (0,3 п.л.).

6. Федеральная служба государственной статистики [Электронный доступ] URL: https://www.gks.ru/

7. R&D Scoreboard: World - 2500 companies ranked by R&D, Industrial Research and Innovation [Электронный доступ] URL: https://iri.jrc.ec.europa.eu/rd_monitoring

Прогноз зон наличия капиллярно-защемленной нефти для низкопроницаемых коллекторов при обосновании остаточной нефтенасыщенности различными способами
(Prediction of the presence of capillary-trapped oil for low-permeability reservoirs while substantiating residual oil saturation in various ways)

Тарачева Елизавета Сергеевна[1], Сивкова Анастасия Владимировна[2],
Гильметова Юлия Гаязовна[3]
[1]Инженер 2-й категории, [2]Инженер, [3]Экономист 1-й категории
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Научный руководитель: к.г.-м.н. Гильманова Н.В.

АННОТАЦИЯ

В данной работе рассматриваются различные способы обоснования коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($К_{но}$). В качестве основных приняты: исследования керна с сохраненной насыщенностью при промывке буровым раствором на водной основе, стандартные эксперименты по вытеснению нефти водой, результаты исследования промытой зоны по данным экранированных микрозондов, использование комплексного параметра L. В работе установлено, что применение разномасштабных методов исследований позволяет обосновать значения $К_{но}$ для низкопроницаемых коллекторов существенно выше, чем получаемые при проведении экспериментов по вытеснению на цилиндрах стандартного размера. Полученная зависимость с учетом данных геофизических исследований скважин (ГИС) и неизолированного керна использована при гидродинамическом моделировании. Это позволило выделить прослои коллекторов, из которых извлечение нефти практически невозможно. Построенные карты остаточной нефтенасыщенности в прочносвязанном и капиллярно-защемленном виде позволяют наглядно отобразить зоны с неизвлекаемыми запасами при существующих технологиях, а также с учетом полученной информации обосновать наиболее перспективные и первоочередные участки для бурения.

ABSTRACT

In this paper, we consider various ways to substantiate the residual oil saturation coefficient. The main ones are: core studies with preserved saturation when flushing with water-based drilling mud, standard experiments on oil displacement by water, the results of the study of the washed zone based on data from shielded micro-probes, and the use of the complex parameter L. The paper shows that the use of different-scale methods of research allows us to justify the values of the CNR for low-permeable columns significantly higher than those obtained during experiments on compression on standard-sized cylinders. The obtained dependence, taking into account the data of geophysical studies of wells and non-isolated core, is used in hydrodynamic modeling. This made it possible to identify layers of reservoirs from which it is almost impossible to extract oil. The constructed maps of residual oil saturation in a strongly bound and capillary-pinched form make it possible to visually display areas with non-recoverable reserves under existing technologies, as well as to justify the most promising and priority areas for drilling, taking into account the information received.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Остаточная нефтенасыщенность, вытеснение нефти водой, полноразмерный керн, микрозондирование, способ Сургучева, гидродинамическое моделирование.

KEYWORDS
Residual oil saturation, oil displacement by water, full-size core, microprobe, surguchev method, hydrodynamic modeling.

1.Введение

Нефтенасыщение продуктивного пласта после окончания его разработки – остаточное нефтенасыщение – один из важнейших параметров при проектировании систем нефтедобычи, характеризующий фактическую эффективность извлечения [1].

Накоплен значительный объем фактического материала по изучению остаточной нефтенасыщенности методами моделирования, керновыми исследованиями, геофизическими методами в околоскважинной зоне пласта.

Все эти методы характеризуют содержание остаточной нефти в единичном объеме пласта при определенных условиях промывки его водой или фильтратом бурового раствора. Результаты изучения коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($К_{но}$) различными методами во многих случаях не согласуются друг с другом и фиксируют различия в значениях, свойствах и взаимосвязи с параметрами пласта и условиями вытеснения.

Из всех перечисленных методов из-за невозможности оценки влияния различных факторов на содержание остаточной нефти эталонным является метод определения коэффициента вытеснения на керне с сохранением пластовых условий. Однако, из-за высокой стоимости оборудования и сложности проведения работ по отбору керна с сохранением пластовых условий этот метод не нашел широкого применения [1].

При проектировании разработки принято использовать результаты вытеснения нефти водой по лабораторным данным, при этом следует учитывать, что эксперименты проводятся на экстрагированном керне (смачиваемость которого вероятнее всего изменяется), и размеры образцов не велики: 30 на 30 мм, что позволяет осуществить равномерную «отмывку» колонки и добиться тем самым значимых коэффициентов вытеснения. Переход к масштабу пласта приводит к формированию остаточной нефти в виде неохваченных заводнением целиков, а также в капиллярно-защемленном или сорбированном виде и снижает итоговые коэффициенты вытеснения.

2.Актуальность

Большое влияние на содержание остаточной нефти в коллекторе при его промывке водой оказывают особенности текстурного строения пород. Наибольшее содержание остаточной нефти наблюдается в образцах с микрослоистым строением (косая, волнистая, беспорядочная микрослоистость) и частыми включениями мелких непроницаемых тел (окатышами аргиллитов и угля, карбонатных конкреций и др.). При этом содержание остаточной нефти особенно высоко в образцах, где слоистость обусловлена наличием углистого или карбонатного материала, хорошо смачиваемого нефтью [2]. Абсолютные различия содержания остаточной нефти в микрослоистых и монолитных образцах при равных условиях эксперимента могут достигать 10-15 %. Кроме того, на остаточное насыщение будет влиять и дифференциация коэффициента проницаемости ($К_{пр}$) по изучаемым прослоям.

3. Используемые методы и область их практического применения

В данной работе рассматриваются исследования керна, проведенные на 1) параллельных кернодержателях, 2) полноразмерных образцах, 3) с сохраненной насыщенностью при промывке буровым раствором скважин на РВО (парафинированные и непарафинированные образцы), 4) образцы стандартных размеров при проведении экспериментов по вытеснению нефти водой.

Исследования для параллельных кернодержателей проведены для отложений ачимовской толщи Тевлинско-Русскинского и Быстринского месторождений, для пластов $Ач_6$ Имилорского месторождения таких экспериментов не выполнено. Из полученных данных следует вывод о том, что в отсутствие анизотропии и при однотипных условиях проведения эксперимента коэффициенты остаточной нефтенасыщенности на первом и втором кернодержателях практически не отличаются, находятся в пределах допустимой относительной погрешности.

Исследования керна, проведенные на полноразмерных образцах, приводятся по литературным источникам для полимиктовых коллекторов порового типа с пониженной проницаемостью IV класса (работы Юрьева А.В. и Шулева В.Е.). Исследования фильтрационно-емкостных свойств проводились на образцах полноразмерного керна, являются более представительной моделью месторождения и позволяют снизить риск ошибки в ходе исследований из-за влияния эффекта масштабности и наличия неоднородностей в объеме пород [3]. Для исключения влияния анизотропии среды были также использованы исследования на образцах керна меньшего диаметра, выпиленного параллельно напластованию. А. В. Юрьевым и В. Е. Шулевым получена схожесть графиков вытеснения нефти водой на разноразмерных образцах, что характерно при однородности среды исследуемых образцов и отсутствии ярко выраженной анизотропии.

Способ определения $К_{но}$ прямым способом отгонки заключается в анализе образцов керна на содержание в них воды и нефти на аппарате ЗАКСа, в котором сконденсированную воду отбирают из специальной ловушки. В настоящей работе рассматривались образцы, предохраненные от высыхания и потерь массы парафинированием или помещением в изолированные тубы, отобранные из скважин, пробуренных с использованием растворов на водной основе (рисунок 1).

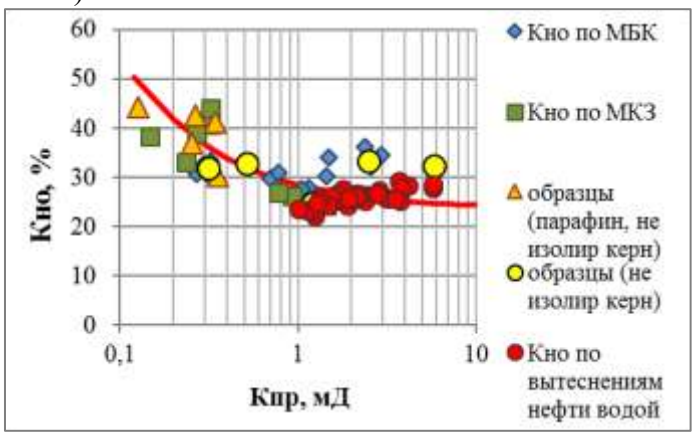


Рисунок 1. Сопоставление абсолютной газопроницаемости с $К_{но}$, определенным разными способами по данным керна и геофизических исследований скважин (ГИС)

Наиболее полные сведения об остаточной нефтенасыщенности получают по результатам электрометрических исследований скважин [4].

Свихнушиным Н.М. предложен способ оценки коэффициента остаточной нефтенасыщенности по данным микрозондирования. Суть этого способа состоит в том, что вычисляется параметр насыщения с последующим определением $К_{но}$ по зависимости от коэффициента водонасыщенности с учетом минерализации промывочной жидкости.

Поскольку радиус исследования микропотенциал-зонда составляет 5-7 см, то данный способ оценки $К_{но}$ эффективен при соотношении диаметра зоны проникновения и диаметра

скважины более 2 и приводит к большим погрешностям в случае неодинаковой толщины глинистой корки против нефтеносной и водоносной части пласта или при толщине глинистой корки более 2 см.

При использовании данных экранированных микрозондов (МБК) $К_{но}$ определяют по параметру насыщения с учетом показания экранированного зонда в нефтеносной части пласта, при этом имеют место более жесткие требования к глубине промытой зоны от стенки скважины (более 10 см) и менее – к толщине глинистой корки.

По способу Сургучева М. Л. величину $К_{но}$ находят с помощью комплексного параметра L, характеризующего динамическую неоднородность пласта по эмпирической связи с $К_{но}$. Ценность способа заключается в том, что все параметры, входящие в выражение для вычисления L, можно получить по данным промысловой геофизики. Зависимость параметра L от $К_{но}$ для ачимовских отложений Имилорского месторождения приведена на рисунке ниже.

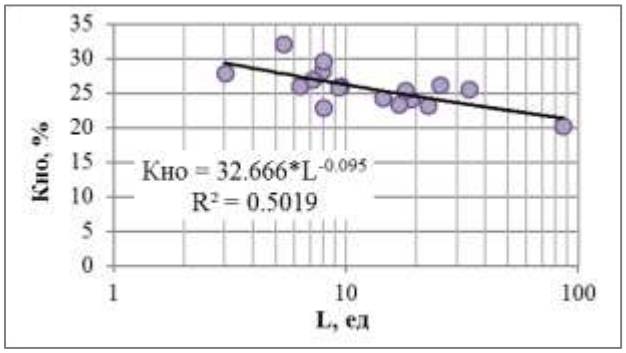


Рисунок 2. Зависимость комплексного параметра L от $К_{но}$ для ачимовских отложений Имилорского месторождения (способ Сургучева М.Л.)

Из рисунка 1 видно, что применение разномасштабных методов исследований – ГИС, керна и различных способов определения остаточной нефтенасыщенности схожи в одном: для низкопроницаемых коллекторов значения остаточной нефтенасыщенности существенно выше, чем получаемые при проведении экспериментов по вытеснению на цилиндрах стандартного размера. Кроме того, в области проницаемости менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 провести потоковые эксперименты практически невозможно из-за больших времен фильтрации или отсутствия фильтрации как таковой.

Поэтому транспонирование зависимости $К_{но}$ ($К_{пр}$) в область низких значений $К_{пр}$ дает существенные расхождения – более 10 % абсолютных или более 50 % относительных (рисунок 3). На рисунке зеленой линией отмечены характерные значения проницаемости для пласта $Ач_6$ Имилорского месторождения по таблице геолого-физической характеристики «Технологической схемы разработки Имилорского месторождения».

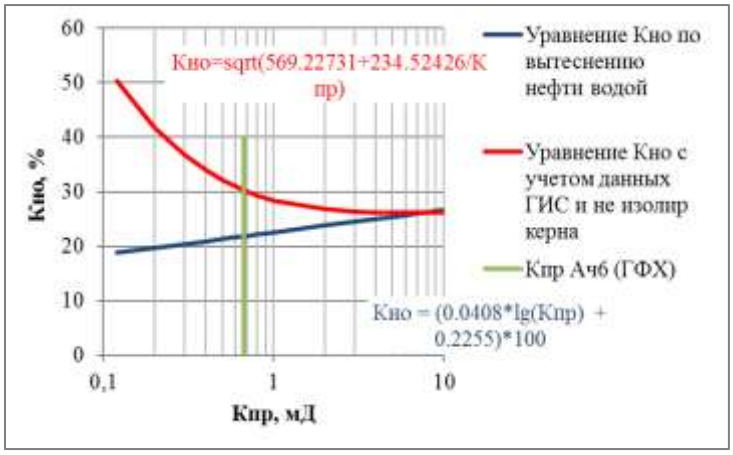


Рисунок 3. Масштабные эффекты при использовании различных подходов в обосновании коэффициента остаточной нефтенасыщенности

Среднеарифметические значения остаточной нефтенасыщенности по пяти скважинам куста 8 Имилорского месторождения, полученные разными способами, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Среднеарифметические значения остаточной нефтенасыщенности для пластов $Ач_6$, полученные различными способами

Способ определения остаточной нефтенасыщенности	Значение $К_{но}$, %
По данным микрозондирования	34,04
По данным МБК	31,1
По способу Сургучева	35,35
По керну на РВО* с сохраненной насыщенностью	35
По керну (30 ммХ3) при вытеснении нефти водой	25,9
*РВО – раствор на водной основе	

Из приведенной таблицы видно, что четыре альтернативных способа определения остаточной нефтенасыщенности (по ГИС и керну на РВО с сохраненной насыщенностью) имеют средние значения порядка 31-35% для коллекторов с проницаемостью ниже $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. В качестве приоритетного в данной работе принят способ Сургучева М.Л.

4. Описание полученных результатов

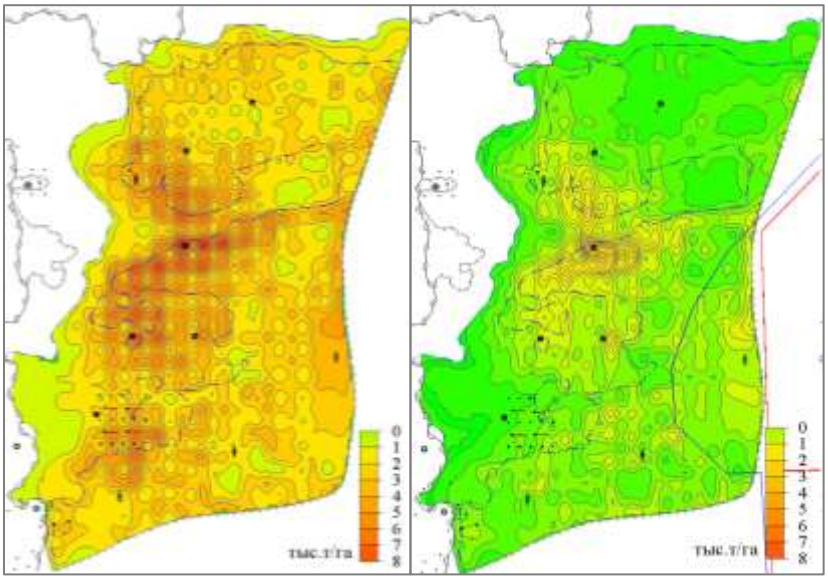
С целью оценки влияния масштабных эффектов на расчетные показатели разработки было проведено сравнение двух вариантов расчета гидродинамической модели пласта $Ач_6$. В каждой из них предполагалась размещение фонда скважин согласно утвержденному в действующем проектном документе варианту разработки, но при этом модели отличались использованием разных зависимостей $К_{но}$ ($К_{пр}$). По результатам расчета были построены карты плотности остаточных запасов нефти (рисунок 4).

В первом случае (ГДМ 1) была использована степенная зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости с учетом данных ГИС (по способу Сургучева М.Л.) и неизолированного керна, которая позволила оценить объем капиллярно-защемленной и прочносвязанной нефти совместно (рисунок 4а). Во втором случае (ГДМ 2) модель рассчитывалась на основе уравнения $К_{но}$ ($К_{пр}$), полученного при стандартных экспериментах на керне по вытеснению нефти водой, что отображает объем

прочносвязанной (неизвлекаемой) нефти (рисунок 4б). Существенное расхождение в величине Кно связано с крайне низкой проницаемостью пород-коллекторов (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2), где реальная фактическая остаточная нефтенасыщенность будет намного выше, чем определяемая при стандартных исследованиях.

На основании построенных карт путём вычета объема прочносвязанной нефти из объема капиллярно-защемленной и прочносвязанной, удалось получить объем остаточной извлекаемой капиллярно-защемленной нефти (рисунок 5). Из представленных ниже карт видно, что на востоке и в северной части залежи развиты зоны пласта, вмещающие существенный объем неизвлекаемой при существующих технологиях остаточной нефти. Данные участки приурочены преимущественно к областям критически низких фильтрационно-емкостных свойств, где коэффициент проницаемости не превышает $0{,}4 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

С использованием полученных карт плотности остаточных запасов и коэффициента нефтенасыщенности возможно выявить перспективные зоны, где сосредоточена максимальная плотность извлекаемых запасов и исключить те, где доля прочносвязанной нефти приближается к величине начальной нефтенасыщенности. Соответственно, расстановка проектного фонда скважин на таких участках нецелесообразна, т. к. объем остаточной нефти, которую возможно извлечь, приближается к нулю (рисунок 9).



а) б)

Рисунок 4. Карты плотности остаточных запасов нефти: а) капиллярно-защемленная и прочносвязанная; б) прочносвязанная (неизвлекаемая)

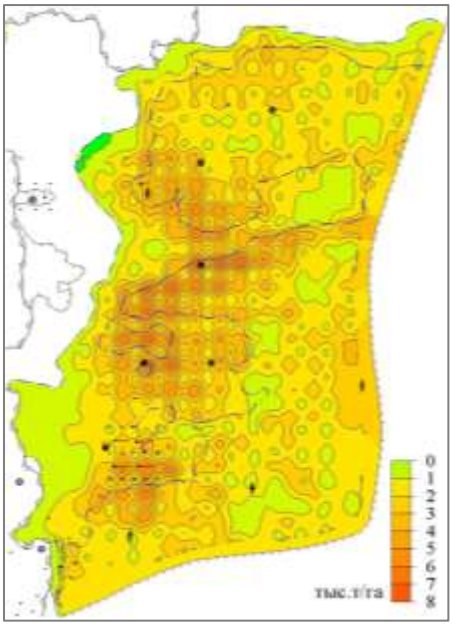


Рисунок 5. Карта плотности извлекаемых запасов капиллярно-защемленной нефти

Представленные ниже карты распределения коэффициента нефтенасыщенности на конец разработки также подтверждают, что использование стандартной зависимости $К_{но}$ ($К_{пр}$) (рисунок 6б) для пластов с проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 искусственно завышает коэффициент вытеснения. Фактически в процессе разработки достичь такого результата невозможно.

Карта, построенная по результатам расчета ГДМ с учетом зависимости по данным ГИС (рисунок 6а) показывает, что в действительности величина остаточной нефтенасыщенности и, соответственно, объем неизвлекаемых запасов будет гораздо выше. То есть, применение для низкопроницаемых коллекторов уравнения $К_{но}$ ($К_{пр}$) с учетом данных ГИС позволяет не только корректно оценить остаточную нефтенасыщенность, но и спрогнозировать объемы добычи, которые будут более приближены к реальной ситуации.

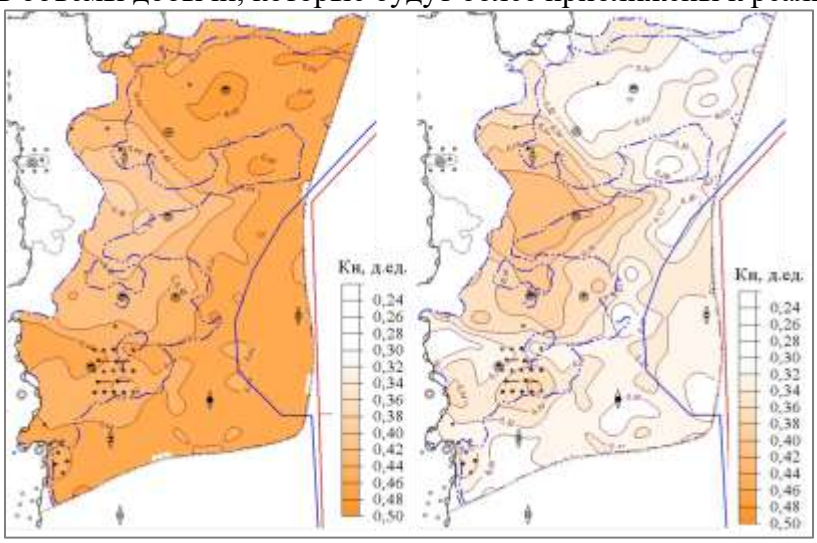


Рисунок 6. Карты распределения коэффициента нефтенасыщенности по пласту $Ач_6$ на конец разработки: а) ГДМ 1; б) ГДМ 2

Ниже на графиках представлено сопоставление результатов двух вариантов расчета модели (рисунки 7,8). При использовании уравнения остаточной нефтенасыщенности с учетом данных ГИС и неизолированного керна (ГДМ 1) добыча нефти ниже на 37 %, чем во втором варианте расчета по логарифмической зависимости. Обводненность, наоборот, выше за счет высокой остаточной нефтенасыщенности.



Рисунок 7. Сравнение динамики добычи по вариантам расчета гидродинамической модели (ГДМ)



Рисунок 8. Сравнение динамики обводненности по вариантам расчета ГДМ

В настоящее время по объекту $Ач_6$ предусмотрено бурение наклонно-направленных нагнетательных, горизонтальных добывающих скважин и уплотняющих добывающих наклонно-направленных скважин (ННС) в нагнетательном ряду, все скважины вводятся с применением гидроразрыва пласта (ГРП). По полученным первичным результатам в районе кустовой площадки № 8 добывающие как наклонно-направленные, так и горизонтальные скважины с проведением стандартного ГРП показали достаточно низкую эффективность. Это связано как с расположением данного участка в зоне с крайне низкой проницаемостью, так и с недостаточным охватом пласта системой создаваемых трещин при стандартном ГРП, поэтому для более эффективной выработки запасов целесообразно применение технологии многостадийного ГРП.

На основании проведенного анализа и по результатам моделирования было принято решение о выделении участка опытно-промышленных работ (ОПР) в районе скважины 401Р, где сосредоточена максимальная плотность извлекаемых запасов, в т.ч. условно-подвижной капиллярно-защемленной нефти.

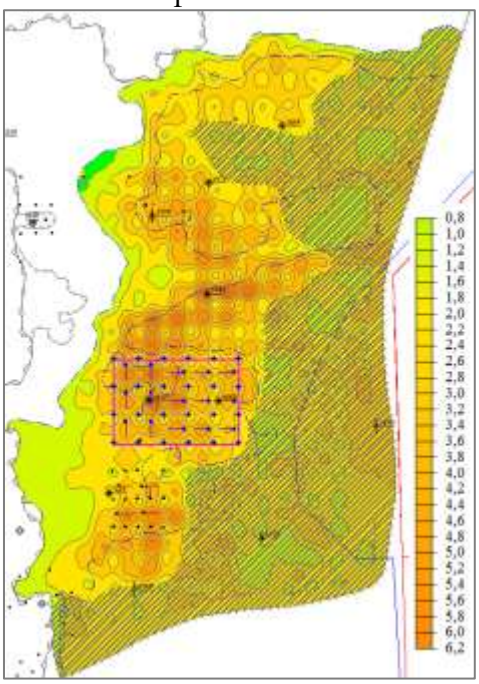


Рисунок 9. Карта плотности извлекаемых остаточных запасов нефти с выделенным участком ОПР и неперспективной зоной на востоке

Согласно предложенным проектным решениям выполнены экономические расчеты для объекта $А_{ч_6}$ в пределах участка ОПР на основе технологических показателей вариантов разработки на период 2022-2048 гг. [6]. При расчете налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на объем добычи нефти залежей с трудноизвлекаемыми запасами применен коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти, равный 0,2. Результаты оценки показали, что реализация предложенных проектных решений на участке ОПР объекта $А_{ч_6}$ Имилорского месторождения экономически целесообразна.

5.Заключение

Таким образом, использование подхода с учетом капиллярно-защемленной остаточной нефти для низкопроницаемых коллекторов позволяет:

1) оценить реальный объем нефти, который возможно извлечь при существующих технологиях;

2) исключить возможность искусственного завышения коэффициента вытеснения и прогнозной добычи нефти, т.е. минимизировать риски;

3) выделить наиболее перспективные и первоочередные участки для бурения;

4) выявить зоны максимального риска, где успешность размещения проектного фонда неоднозначная.

В качестве рекомендации следует отметить, что для получения достоверного значения $К_{но}$ необходимо учитывать масштабные эффекты при переходе от размера образца к пласту путем проведения экспериментов по вытеснению на полноразмерном керне. Для

альтернативной оценки остаточной нефтенасыщенности возможно использовать методы ГИС.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Михайлов Н. Н.* Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
2. *Сонич В. П.* Новые данные изучения полноты вытеснения нефти водой / В. П. Сонич, С. Л. Барков, М. Ф. Печёркин, Г. А. Малышев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 33 с.
3. *Юрьев А. В.* Определение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна / А. В. Юрьев, В. Е. Шулев // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. – 2015. – № 2. – С. 28-34.
4. *Кузнецов Г. С.* Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев, Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
5. *Бухаров А.В.* Особенности освоения объекта $Ач_6$ Имилорского месторождения с использованием технологий МЗГРП. Проблемы, технологические решения / А.В. Бухаров, Е.Н. Мальшаков, Н.В. Болденко, В.И. Шаламова, А.В. Кузнецов, Е.В. Шкандратов // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 154-172.
6. Методические рекомендации по оценке инвестиционных проектов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча»: утв. ОАО «ЛУКОЙЛ» 13.11.2013.

Проблемы правового регулирования экологической безопасности подводных трубопроводов
(Problems of legal regulation of environmental safety of underwater pipelines)

Труш Дария Евгеньевна
Студент
ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов»
Научный руководитель: к.ю.н. Вакула М.А.

АННОТАЦИЯ

Цель работы: рассмотреть проблемы ограничения свободы прокладки трубопроводов энергоресурсов, отсутствия единых критериев оценки и охраны морской среды, а также обеспечения энергетической безопасности и охраны окружающей среды. Среди проблем стоит отметить: возможность ограничения свободы прокладки трубопровода через море, отсутствие понятия морские научные исследования, из-за чего статус оценки воздействия на окружающую среду в целях дальнейшей прокладки трубопроводов также является неопределённым, следовательно возможность проведения оценки может быть ограничена в исключительной экономической зоне, конкуренцию целей охраны окружающей среды и энергетической безопасности, которые необходимо реализовать в практическом соответствии цели. Решение данных проблем позволило бы в более сжатые сроки проводить прокладку трубопроводов и исключить наличие различных конфликтов в сфере энергетики.

ABSTRACT

The purpose of the work: to consider the problems of restricting the freedom of laying pipelines for energy resources, the lack of common criteria for assessing and protecting the marine environment, as well as ensuring energy security and environmental protection. Among the issues worth noting: the possibility of limiting the freedom pipeline across the sea, the lack of a definition for marine scientific research what the status of the impact assessment on the environment in order to further pipeline is also uncertain, and therefore, the ability of the assessment may be limited in the exclusive economic zone, competition goals of environmental protection and energy security that need to be implemented in practical compliance purposes. The solution to these problems would allow for faster pipeline construction and eliminate the presence of various conflicts in the energy sector.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Конвенция ООН по морскому праву 1982 года, оценка воздействия на окружающую среду, энергетическая безопасность, трансграничные газопроводы.

KEYWORDS

United Nations Convention on the Law of the Sea 1982, the assessment of the impact on the environment, energy security, cross-border gas pipelines.

В последние годы цель охрана окружающей среды стала выходить на передовые позиции общественных ценностей большинства государств мира. Соответственно, зародилось множество споров относительно приоритета охраны окружающей среды по сравнению с иными интересами государства. Охрана окружающей среды, как правило

не основная цель государства, в том числе и в энергетической сфере. Она часто идёт в противоречие экономическому развитию и энергетической безопасности государства[50].

Возникает спор в энергетическом праве, когда две или больше целей конкурируют друг с другом. Энергетическая безопасность и охрана окружающей среды вынуждают законодателя отдать приоритет одному.

Актуальность данной темы заключается в необходимости устранения недостатков законодательства в сфере обеспечения безопасности морской среды, а также урегулирования конфликта целей: охраны окружающей среды и энергетической безопасности.

Рассмотрим сложившиеся отношения в сфере энергетической безопасности и охраны окружающей среды на примере проекта Северный поток и Северный поток 2 (Далее – группа Северный поток).

В течение 2016 и 2017 годов многие депутаты Европейского парламента высказывались достаточно критически по отношению к Северному потоку 2, на основании того, что строительство трубопровода будет иметь негативные геополитические последствия и приведёт к энергетической нестабильности в Европе[51]. В основном это были представители Центральной и Восточной Европы. Однако, власти Германии заявили, что проект Северный поток 2 носит исключительно предпринимательский характер и возможности вмешательства разного рода политики на него будут ограничены[52]. При этом, нельзя не учитывать, что транснациональный трубопровод будет связан с энергетической стабильностью и охраной окружающей среды, как минимум через международное и экологическое право.

Проект транспортировки природного газа затрагивает помимо основных прибрежных государств, также Польшу, Литву, Латвию и Эстонию. Каждое из вышеперечисленных государств, в том числе и Россия, приняли Конвенцию ООН по морскому праву 1982 года. (Далее – UNCLOS). В соответствии с п. 1, ст. 58 данной конвенции, все государства как прибрежные, так и не имеющие выхода к морю пользуются в исключительной экономической зоне различными свободами, в том числе и свободой прокладки подводных кабелей и трубопроводов, а также их эксплуатацией. Помимо этого, свободно можно прокладывать подводные трубопроводы на континентальном шельфе по п. 1, ст. 79 UNCLOS. Так как Балтийское море находится в пределах 200 морских миль от берега моря, проекты группы Северный поток урегулируются обеими статьями, связанными как с исключительной экономической зоной, так и с континентальным шельфом.

Отдельно стоит отметить, что режим для проектов группы Северный поток, так как они являются трансграничными трубопроводами отличается от режима иных трубопроводов локального размещения, которые действуют на ограниченной территории. Последние связанны с понятиями установка и структура, и попадают под действия статей 60 и 80 UNCLOS. Трубопроводы Северный поток и Северный поток 2

---

[50] Judgment of the Court of 10 July 1984. - Campus Oil Limited and others v Minister for Industry and Energy and others. - Reference for a preliminary ruling: High Court - Ireland. - Free movements of goods - Supply of petroleum products. - Case 72/83. URL: **https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A61983CJ0072 (дата обращения: 24.02.2020)**

[51] *Austrevicius P.* Nord Stream 2: A killer project. EuObserver.com. Brussels, 11 may 2016, URL: https://euobserver.com/opinion/133401 (дата обращения: 26.02.2020)

[52] Встреча с вице-канцлером, министром экономики и энергетики ФРГ *Зигмаром Габриэлем.* (28 октября 2015 года) URL: http://kremlin.ru/events/president/news/50582 (дата обращения: 24.02.2020)

не являются искусственными установками и структурами, несмотря на то что проходят через морские зоны, связанные с ними, и соответственно не попадают под действие 60 и 80 статей UNCLOS. При этом трансграничные трубопроводы регулируются международным правом.

Исходя из п. 2, ст. 56 UNCLOS: «Прибрежное государство при осуществлении своих прав и выполнении своих обязанностей по настоящей Конвенции в исключительной экономической зоне должным образом учитывает права и обязанности других государств и действует в порядке, совместимом с положениями настоящей Конвенции»[53]. Соответственно свободе прокладывать трубопровод, которая обеспечивается ст. 58 и 79 UNCLOS, препятствовать нельзя. Однако по п. 3, ст. 79 UNCLOS необходимо согласие прибрежного государства для определения трасс прокладки подобного трубопровода. Поэтому об абсолютной свободе прокладки трубопровода говорить трудно. Право давать разрешение является своеобразной возможностью для данного государства формировать процесс использования континентального шельфа не только внутри исключительной экономической зоны, но и за её пределами, без возможности полностью запретить прокладку трубопроводов.

Отдельно следует отметить обязанности всех государств защищать и сохранять морскую среду по ст. 192 UNCLOS. По пп. b), п. 1, ст. 56 UNCLOS прибрежное государство обладает также юрисдикцией в отношении защиты и сохранения морской среды в своей исключительной экономической зоне. Следовательно, UNCLOS предполагает обязательство для прибрежного государства предотвратить или уменьшить любой вред, который может быть нанесён морской среде, независимо от источника загрязнения, по п. 1, ст. 194 UNCLOS, таким образом, существуют меры охраны окружающей среды, которые относятся ко всем источникам загрязнения, что подтверждено п. 3, ст. 194 UNCLOS. Предположить можно, что в данной статье трубопроводы понимаются как «иные устройства».

Статьёй 79 UNCLOS, закреплено, что при условии, если государство будет соблюдать право прибрежного государства, в том числе в части предотвращения, сокращения и сохранения под контролем загрязнения от трубопроводов, то это прибрежное государство не может препятствовать прокладке или деятельности по поддержанию в исправности таких трубопроводов. Исходя из вышесказанного можно утверждать, что прибрежные государства, на основании своего национального законодательства, в праве остановить прокладку трубопровода в своей исключительной экономической зоне, если проект проведения трубопровода угрожает загрязнением морской среды[54].

В данном случае возникает проблема, связанная с определением стандартов подобной защиты морской среды. Не существует всеобщего международного договора, который бы устанавливал эталон метода предотвращения или сокращения возможного негативного воздействия на морскую среду от трансграничных трубопроводов. Из-за отсутствия общепринятых критериев, существует риск, что прибрежное государство будет применять п. 2 ст. 79 UNCLOS не корректно, в части вводимых мер защиты, которые могут оказаться необоснованными с точки зрения права.

Помимо возможности отказать в прокладке трубопровода по экологическим соображениям, следует рассмотреть право прибрежного государства отказывать в

---

[53] Конвенция Организации Объединённых Наций по морскому праву 1982 года. URL: https://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf (дата обращения 21.02.2020)

[54] ***Kachel*** *J. Markus* Particularly Sensitive Sea Areas. The IMO's Role in Protecting Vulnerable Marine Areas. Hamburg Studies on Maritime Affairs, 2008. P. 65.

проведении работ в исключительной экономической зоне, которые непосредственно связаны с научными исследованиями по воздействию на морскую среду. В отношении проектов группы Северный поток, проведение таких научных исследований (оценка морской среды Балтийского моря), являлись предварительным условием для прокладки трубопровода и установления пригодности морского дна[55].

К сожалению, в UNCLOS нет определения научного исследования моря. Поэтому трудно сказать, может ли оценка воздействия трубопровода на морскую среду являться морским научным исследованием и попадать под регулирование части XIII UNCLOS. Таким образом, понятие данного исследования может трактоваться по-разному. Возможно, необходимо отличать морское исследование для прокладки трубопровода от любого иного морского научного исследования, так как без возможности проведения морского исследования соответствующего характера, теряется возможность получить «экологическое» разрешение на прокладку трубопровода. Морское научное исследование связано в том числе и с оценкой воздействия на окружающую среду (Далее – EIA)[56]. В этой сфере огромное влияние имеет Международная ассоциация по оценке воздействия на окружающую среду (IAIA)[57].

Если рассматривать охрану окружающей среды, то к регулированию проектов группы Северный поток, можно отнести множество международных договоров, в том числе и Конвенция о Биологическом разнообразии от 5 июня 1992 года, в которой также значится необходимость EIA для учёта угрозы значительного загрязнения окружающей среды[58]. Исходя из необходимости крайней предосторожности по отношению к изменениям морской среды, EIA должна быть выполнена на самой ранней стадии проекта прокладки трубопровода, даже когда нет оснований полагать, что возможен какой-либо ущерб или негативное влияние на морскую среду[59].

Однако основой оценки воздействия на окружающую среду в проектах группы Северный поток является Конвенция об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте от 25 февраля 1991 года (Далее – ЭСПО). Все прибрежные государства связанные с проектами группы Северный поток ратифицировали данную конвенцию, кроме России, которая ограничилась подписанием. Так или иначе Россия согласилась применять эту конвенцию по отношению к своим трубопроводам в Балтийском море. Данное обстоятельство очень важно, так как даже при том, что трубопроводы попадали под действие UNCLOS, это не обязывало проводить трансграничную EIA. Помимо этого, ст. 206 UNCLOS не обязывает государства ни к чему кроме публикации отчёта EIA в соответствии со ст. 205 UNCLOS. Несмотря на этот факт, UNCLOS всё же предполагает какие-то действия после проведения EIA (если было установлено отрицательное влияние на морскую среду) в связи с существованием ст. 194 «Меры по предотвращению, сокращению и сохранению под контролем загрязнения

---

[55] *Lott A.* Marine Environmental Protection and Transboundary Pipeline Projects: A Case Study of the Nord Stream Pipeline. Merkourios. Utrecht Journal of International and European Law, 2011 – Volume 27/Issue 73. pp. 58 – 59.

[56] What is Impact Assessment? (published 27.04.2010). URL: https://www.cbd.int/impact/whatis.shtml#strategic (дата обращения: 23.02.2020)

[57] The leading global network on impact assessment (IAIA). URL: https://www.iaia.org/index.php (дата обращения: 25.02.2020)

[58] Конвенция о биологическом разнообразии от 05.06.1992 года. URL: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/biodiv.shtml (дата обращения: 24.02.2020)

[59] Договор к Энергетической Хартии от 17.12.1994 года. URL: http://docs.cntd.ru/document/499060547 (дата обращения: 25.02.2020)

морской среды». Поэтому Конвенция ЭСПО играет важную роль в реализации положений части XII UNCLOS.

Процедура EIA в соответствии с ЭСПО была достаточно трудной, прежде всего из-за количества государств, затронутых проектами группы Северный поток. Были проведены международные координационные совещания (консультации), на которых был проведён контроль отчётности воздействия на окружающую среду целостного объекта – трубопровода, в дополнение к региональным EIA, по участкам в соответствии с национальными законодательствами государств[60]. Однако, только Россия, Германия, Финляндия, Швеция и Дания имели право допустить или отказать в разрешении на прокладку трубопровода в их территориальном море и (или) исключительной экономической зоне. Решение напрямую зависело от соответствия отчёта по EIA отдельного участка трубопровода соответствующему национальному законодательству. В конечном итоге, проекты получили свою удовлетворительную оценку и окончательное разрешение на прокладку по дну Балтийского моря.

В рамках начальных стадий EIA национального уровня, власти заинтересованных прибрежных государств могли потребовать на координационном совещании оценить альтернативные пути прокладки трубопровода в областях своих юрисдикций. Разумеется, это обязательство по рассмотрению различных географических вариантов является диспозитивным в рамках п. b) Дополнения II ЭСПО, и альтернативы должны быть разумными и включены в документы EIA. В данном случае трудно сказать, что попадает под определение разумность[61]. Каждое государство может определить для себя эти альтернативы, в том числе и наземные, и они должны быть проанализированы относительно национального законодательства. Стоит отметить, что предложений по географической альтернативе не поступало. Поэтому доводы США относительно неполноты отчёта по воздействию на окружающую среду из-за отсутствия вариантов наземной альтернативы прокладки трубопровода в данном случае безосновательны. Однако подобная критика была хорошо воспринята и Европейским парламентом, и рядом государств. При этом нельзя не учесть тот факт, что по UNCLOS прибрежные государства Балтийского моря могли не дать разрешение для прокладки трубопровода в их исключительных экономических зонах или на континентальном шельфе из-за несоответствия нормам ЭСПО оценки окружающей среды. Поэтому было крайне необходимо учесть все требования как на национальном, так и на международном уровне.

Обращая внимание на активность государств в сфере охраны морской среды в районе Балтийского моря, нельзя не оправдать их опасения. Утечка природного газа приведёт к длительному негативному воздействию на морскую среду. Помимо этого, восстановление целостности трубопровода, в случае его введения в эксплуатацию займёт много времени, финансовых и технических средств. Последние, в сою очередь, также могут нанести вред окружающей среде, в случае аварии в сложных погодных условиях. Поэтому прибрежные государства Балтийского моря, в том числе и Россия, приняли на себя обязательства также по Конвенции по защите морской среды района Балтийского моря 1992 года (Далее – Хельсинская Конвенция 1992 года). В частности, если

---

[60] О процессе международных консультаций. URL: https://www.nord-stream2.com/environment-permitting/international-consultation-process/ (дата обращения: 23.02.2020)

[61] Конвенция об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте от 25.02.1991 года. URL: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/env_assessment.shtml (дата обращения: 24.02.2020)

произойдёт утечка природного газа, по п. 1, ст. 3 Хельсинской Конвенции 1992 года, государства индивидуально или совместно будут принимать различные меры для предотвращения и ликвидации загрязнения, чтобы содействовать экологическому возрождению района Балтийского моря и сохранению его экологического баланса. Помимо этого, прибрежные государства исходя из п. 2, ст. 3 Хельсинской Конвенции 1992 года должны руководствоваться принципом предосторожности, который предполагает принятие превентивных мер в случае, когда имеется основание полагать, что вещества или энергия, внесенные прямо или косвенно в морскую среду, могут создать опасность для здоровья человека, нанести вред живым ресурсам и морским экосистемам, нанести ущерб использованию моря для отдыха, или препятствовать другим законным видам использования моря, даже если отсутствует убедительное доказательство причинной связи между таким внесением и его воздействием[62].

Возвращаясь к целям государств, можно сказать, что принцип предосторожности является одним из инструментов соответствующей политики, направленной на достижение цели увеличения качества защиты окружающей среды от какого-либо загрязнения[63]. Для взаимодействия целей охраны окружающей среды и энергетической безопасности необходимо соблюдение таких принципов как: единства законодательства, практического соответствия и энергоэффективности.

Принцип единства законодательства подразумевает непротиворечие законных целей и интересов государства в его законодательстве. Прежде всего это должно быть отражено в Основном законе государства, как в концентрированном политико-правовом документе, отражающем согласованность целей и интересов, в случае их конфронтации. Необходимость данного принципа был обозначена ранее в различных судах Европы[64]. Согласованность целей должна отразиться в одном конкретном нормативном правовом акте после их внедрения в него. Однако трудно понять, как конкурирующие цели могут сосуществовать в одном законе и достигать согласованности.

Практическое соответствие, это новое юридическое понятие, которое образовалось в конституционном праве Германии и было использовано в основном в судебной практике. Сущность практического соответствия заключается в том, что существует возможность разрешить любой конфликт интересов и целей, если они обладают абстрактной формой. В частности, для разрешения конфликта целей энергетической безопасности и охраны окружающей среды необходимо чтобы каждая цель по отдельности была максимально реализована или имела такую возможность в едином нормативном правовом акте. Только в исключительном случае, когда практическое соответствие одной из целей не реализуемо, государство в лице законодательного органа может установить приоритет одной цели[65].

---

[62] Конвенция по защите морской среды района Балтийского моря 1992 года. URL: http://docs.cntd.ru/document/1900924 (дата обращения 24.02.2020)

[63] Рио-де-Жанейрская декларация по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, 3–14 июня 1992 года. Принцип 15. URL: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/declarations/riodecl.shtml (дата обращения: 21.02.2020)

[64] Judgment of the Court of 13 June 1958. - Meroni & Co., Industrie Metallurgiche, SpA v High Authority of the European Coal and Steel Community. - Case 9-56. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A61956CJ0009 (дата обращения: 25.02.2020)

[65] *Fleming R.* The «Trias»: A New Methodology for Energy Law. European Energy and Environmental Law Review, October 2019. pp. 167 – 168.

В результате образуется набор проблем, состоящий из: 1) возможности ограничить свободу прокладки трубопровода (по п. 1, ст. 58, п. 1, ст. 79 UNCLOS) из-за применения п. 2, ст. 79 UNCLOS, которая может трактоваться по-разному, из-за отсутствия единых критериев относительно методов по защите морской среды; 2) отсутствия в UNCLOS понятия морские научные исследования, из-за чего статус EIA в целях дальнейшей прокладки трубопроводов в данной конвенции не определён и возможность проведения оценки может быть ограничена в исключительной экономической зоне; 3) конкуренции целей охраны окружающей среды и энергетической безопасности, которые необходимо реализовать в практическом соответствии цели.

Решение данных проблем можно ожидать в перспективе законотворчества как отдельных государств, так и всего мирового сообщества, с учётом применения вышеуказанных принципов совершенствования законодательства.

Автор выражает признательность своему научному руководителю: заведующей кафедры земельного и экологического права Российского университета дружбы народов, к.ю.н., *Вакула Марине Анатольевне* за моральную поддержку и ценные рекомендации по написанию данной работы.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Judgment of the Court of 10 July 1984. - Campus Oil Limited and others v Minister for Industry and Energy and others. - Reference for a preliminary ruling: High Court - Ireland. - Free movements of goods - Supply of petroleum products. - Case 72/83. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A61983CJ0072 (дата обращения: 24.02.2020)
2. *Austrevicius P.* Nord Stream 2: A killer project. EuObserver.com. Brussels, 11 may 2016, URL: https://euobserver.com/opinion/133401 (дата обращения: 26.02.2020)
3. Встреча с вице-канцлером, министром экономики и энергетики ФРГ *Зигмаром Габриэлем.* (28 октября 2015 года) URL: http://kremlin.ru/events/president/news/50582 (дата обращения: 24.02.2020)
4. Конвенция Организации Объединённых Наций по морскому праву 1982 года. URL: https://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf (дата обращения 21.02.2020)
5. *Kachel J. Markus.* Particularly Sensitive Sea Areas. The IMO's Role in Protecting Vulnerable Marine Areas. Hamburg Studies on Maritime Affairs, 2008. P. 65.
6. *Lott A.* Marine Environmental Protection and Transboundary Pipeline Projects: A Case Study of the Nord Stream Pipeline. Merkourios. Utrecht Journal of International and European Law, 2011 – Volume 27/Issue 73. pp. 58 – 59.
7. What is Impact Assessment? (published 27.04.2010). URL: https://www.cbd.int/impact/whatis.shtml#strategic (дата обращения: 23.02.2020)
8. The leading global network on impact assessment (IAIA). URL: https://www.iaia.org/index.php (дата обращения: 25.02.2020)
9. Конвенция о биологическом разнообразии от 05.06.1992 года. URL: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/biodiv.shtml (дата обращения: 24.02.2020)
10. Договор к Энергетической Хартии от 17.12.1994 года. URL: http://docs.cntd.ru/document/499060547 (дата обращения: 25.02.2020)
11. О процессе международных консультаций. URL: https://www.nord-stream2.com/environment-permitting/international-consultation-process/ (дата обращения: 23.02.2020)

12. Конвенция об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте от 25.02.1991 года. URL: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/env_assessment.shtml (дата обращения: 24.02.2020)
13. Конвенция по защите морской среды района Балтийского моря 1992 года. URL: http://docs.cntd.ru/document/1900924 (дата обращения 24.02.2020)
14. Рио-де-Жанейрская декларация по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, 3–14 июня 1992 года. Принцип 15. URL: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/declarations/riodecl.shtml (дата обращения: 21.02.2020)
15. Judgment of the Court of 13 June 1958. - Meroni & Co., Industrie Metallurgiche, SpA v High Authority of the European Coal and Steel Community. - Case 9-56. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A61956CJ0009 (дата обращения: 25.02.2020)
16. *Fleming R.* The «Trias»: A New Methodology for Energy Law. European Energy and Environmental Law Review, October 2019. pp. 167 – 168.

Внедрение системы онлайн мониторинга коррозии, с целью оперативного выявления аварийно-опасных участков трубопроводов на месторождение имени В. Филановского
(Implementation of an online corrosion monitoring system to quickly identify hazardous pipeline sections at the Vladimir Filanovsky field)

Федянин Константин Иванович
Магистрант
ФГБОУ ВО «АГТУ»
Научный руководитель: к.т.н., доцент Егорова Е.В.

АННОТАЦИЯ

На основе результатов промышленного использования метода онлайн мониторинга коррозии и эрозии технологических трубопроводов и оборудования, предлагается внедрение новый системы на действующим объекте МЛСК-2 м-я им. В. Филановского. Новый метод мониторинга позволит в режиме онлайн проводить анализ коррозионного износа технологического оборудования.

ABSTRACT

On the basis of the results of the industrial use of the online method of corrosion and erosion monitoring of technological pipelines and equipment, it is proposed to introduce a new system at the existing facility of MLSK-2 of the Filanovsky field. The new monitoring method will allow online analysis of the corrosion wear of process equipment.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Коррозия, система онлайн мониторинга, трубопровод, транспортирование нефти, стационарная морская платформа, месторождение им. В.Филановского, шельфовые месторождения.

KEYWORDS

Corrosion, online monitoring system, pipeline, oil transportation, offshore platform, oilfield them. V. Filanovsky, offshore fields.

Добыча и подготовка нефти и газа является отраслью, уникальной в коррозионном отношении. Коррозия является проблемой, без решения которой невозможно обеспечить нормальную эксплуатацию нефтепромыслового оборудования.

Под термином «коррозия» следует понимать самопроизвольно протекающее химическое, физико-химическое, биологическое взаимодействие металла со средой, приводящее к изменению свойств этого металла или изготовленных из него металлоконструкций. Основным видом коррозионных повреждений оборудования является коррозия внутренней поверхности труб. В результате нарушается герметичность, что приводит к дорогостоящим ремонтам, замене оборудования, вышедшего из строя, а также к экологическому ущербу. К значительным материальным затратам также приводят коррозионные дефекты оборудования, контактирующего с агрессивными средами (трубопроводы, электродегидраторы, различные резервуары и емкости, реакторы и т. п.), поэтому необходимо применять те или иные виды и способы защиты от коррозии [1].

В настоящее время на территории России эксплуатируется 350 тыс. км промысловых трубопроводов. Ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах происходит около 50-70 тыс. отказов. 90% отказов являются следствием коррозионных повреждений.

Наиболее крупная авария произошла 27 июля 2017 года на опасном производственном объекте «Система промысловых трубопроводов Метелинского месторождения» IV класса опасности ООО «Башнефть-Добыча». Из-за отказа трубопровода ДНС «Метели» — ДНС «Кунгак» нефтесодержащая жидкость попала в реку Аяз. Экономический ущерб от аварии составил 55 млн 566 тыс. руб., из них экологический ущерб составил 4 млн 72 тыс. руб., а затраты на ликвидацию и локализацию последствий аварии составили 51 млн 494 тыс. руб. Причиной возникновения аварии послужили сквозная коррозия на нефтепромысловом трубопроводе и отсутствие со стороны недропользователя контроля за безопасной эксплуатацией нефтепровода [2].

Присутствие в транспортируемой жидкости больших количеств попутно-добываемой воды, содержащей такие агрессивные агенты, как сероводород, углекислый газ, хлорид-, сульфат-ионы, коррозионно-активные бактерии и т.п., ведет к усиленному разрушению труб. Применение различных средств защиты, таких как ингибиторы коррозии, легированные стали повышенной коррозионной стойкости, защитные покрытия, позволяет продлить срок службы оборудования. Однако даже самая эффективная система защиты имеет свои недостатки и требует постоянного контроля. Кроме того, чтобы выбрать наиболее рациональный способ противокоррозионной защиты, необходимо располагать исчерпывающей информацией об агрессивности транспортируемой жидкости и возможном характере коррозионных поражений. Для всех этих целей и используется коррозионный мониторинг. Коррозионный мониторинг – система наблюдений и прогнозирования коррозионного состояния объекта с целью получения своевременной информации о возможных коррозионных отказах [3].

На стационарной морской платформе месторождение им. В. Филановского на данный момент применяется система контроля коррозии состоящая из многоэлектродных датчиков (CMAS) и анализаторов NanoCorr CMAS Analyzers/Monitor (рис.1). Комплекс предназначен для осуществления мониторинга скорости процесса коррозии внутри трубопроводов (от точечной и щелевой до общей коррозии). Данная система установлена на трех трубопроводах: трубопровод газа, пластового продукта и пластовой воды.

Данные с датчика коррозии считываются анализатором NanoCorr CMAS Analyzers/Monitor с заданным интервалом времени и накапливаются во внутренней памяти.

В состав комплекса технических средств входит следующее оборудование многоэлектродные датчики коррозии (CMAS), анализаторы коррозии NanoCorr CMAS Analyzers/Monitor, шкаф обеспечения электропитанием и связью автоматизированное рабочее место, кабельная продукция [4].

Данная система мониторинга имеют определенные конструкционные недостатки:

1. Установка датчиков происходит только с нарушением целостности трубопровода, путем монтажа штуцера под приварку.
2. Необходима прокладка кабельных линий до датчика, использование кабелей и кабельных лотков.
3. Установка данных датчиков в стационарных местах, без возможности их переустановки на другое место.
4. Интрузивные системы коррозионного мониторинга контролируют не эффективность защиты от коррозии самого объекта, а защиту помещенных внутрь объекта образцов, - поэтому о точности контроля можно делать только оценки.

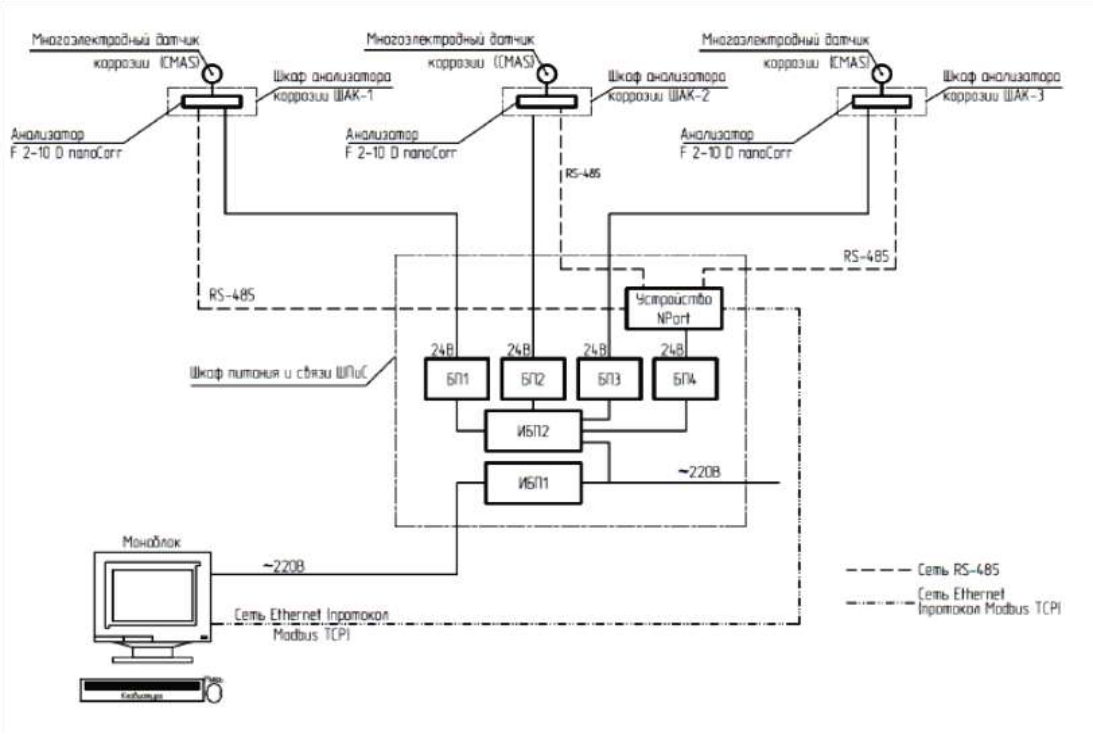


Рис. 1. Структурная схема комплекса технических средств

С целью усовершенствования системы мониторинга и оперативного владения информацией, по состоянию внутренней поверхностей трубопроводов, расширением вариантов диагностирования оборудования и в связи с увеличением технологических трубопроводов, по причине ввода новых скважин в эксплуатацию, проработан вариант организации и монтажа самоорганизующейся сети путем установки датчиков коррозии типа WT210 и ET210, с последующим онлайн мониторингом технологического оборудования. На основании имеющихся данных, по коррозионному износу, обводнённости пластового флюида и мониторингу коррозионного износа технологического оборудования было принято решение об установке на МЛСК-2 м-я им. В. Филановского 10 датчиков с организация саморегулирующей сети, через передачу данных по Wi-Fi сигналам. (рис.2).

Система включает в себя ультразвуковые датчики и специальный шлюз для получения данных и компьютер со специальным программным обеспечением. Принцип действия системы основан на ультразвуковом эхо-импульсном методе неразрушающего контроля с использованием объемных ультразвуковых волн. Данные от датчиков передаются по беспроводному промышленному протоколу. Специальное программное обеспечение хранит все измерения в базе данных, обрабатывает сигналы, рассчитывает толщину стенок и объектов, а также скорость коррозии, диагностические и прогнозные данные [5].



Рис. 2. Состав системы Permasense.

Преимуществами применения датчиков является то, что прямое измерение с учетом всех факторов и высокая повторяемость измерений (рис.3) за счет стационарного монтажа дают полную информацию по динамике коррозии.

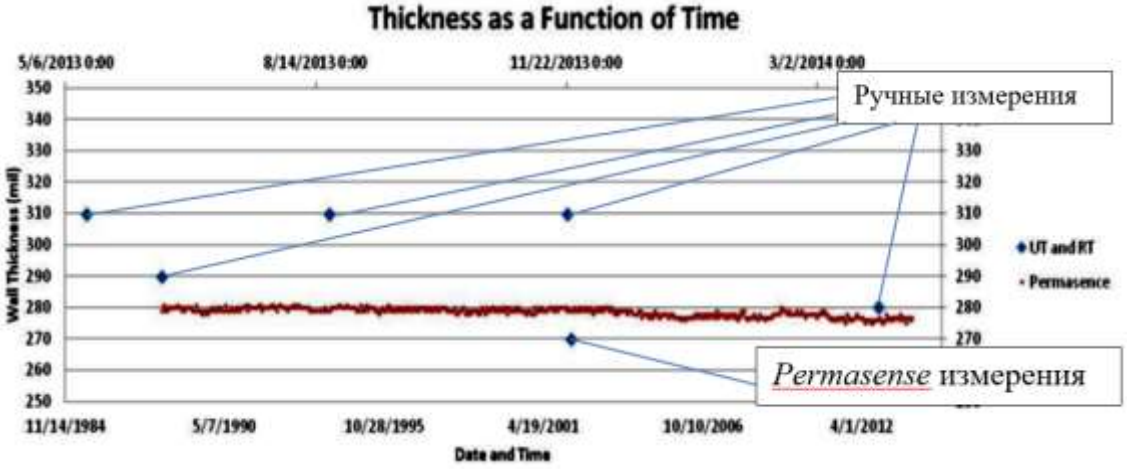


Рис.3. Пример замеров ручным методом и стационарного монтажа в одной точке

Внедрения комплексного решения онлайн мониторинга коррозии на МЛСК-2 м-я им. В. Филановского имеет ряд преимуществ:

- Низкие затраты на развертывание сети (нет необходимости прокладывания кабельных трасс) в рамках новых проектов;
- Самоорганизующаяся сеть (чем больше датчиков, тем выше надежность сети);
- Многочисленные пути передачи данных;
- Не требует обслуживания (замена модуля питания, раз в 7-8 лет);
- Широкие возможности анализа данных;
- Прогнозирование времени достижения критической толщины;
- Монтаж без врезки и без нарушения покрытия (серия «ET»);
- Увеличение срока эксплуатации технологического оборудования (в 1.5-2 раза) * за счет снижения коррозионного износа оборудования;
- Снижение риска внеплановых остановов и аварий по причине коррозионного износа оборудования.

Выводы:

Выявление проблемных участков систем подготовки и транспортировки нефти и воды на месторождениях на более раннем этапе позволит принять превентивные меры по устранению коррозии. Предлагаемая система позволят оперативно принимать решения о целесообразности ингибирования того или иного направления. В свою очередь оптимизация подачи химических реагентов приводит к существенной экономии затрат на дорогостоящие ингибиторы, применяемые при антикоррозионных мероприятиях.

Анализируя опыт эксплуатации, технические характеристики, а также, беря во внимание преимущества средств автоматизации, можно сделать вывод, что использование системы онлайн мониторинга будет технологически и экономически выгодно.

Данный опыт применения будет полезен для реализации в дальнейших проектах шельфовых месторождений, особенно если в составе газожидкостной смеси будут присутствовать кислые компоненты и большое содержание пластовой воды.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Байков И.Р., Жданова Т.Г., Гареев Э.А.* Моделирование технологических процессов трубопроводного транспорта нефти и газа – Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1994.
2. *Маркин А.Н., Низамов Р.Э*. CO2- коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. 189 с.
3. *Гумеров А.Г., Медведев А.П., Фаритов А.Т.* и др. Концепция развития системы технического диагностирования промысловых трубопроводов. – Нефтяное хозяйство. 2005. №1. С. 23.
4. Проект разработки месторождения им. Филановского Миннефтепром.
5. *Федянин К.И., Сопрунов И.Е., Егорова Е.В.* Система онлайн мониторинга коррозии и эрозии на трубопроводах и сосудах неинтрузивным методом на МЛСП-2 им. Филановского // В сборнике: Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа // Материалы X Международной научно-практической конференции. – 2019. – С. 128-131.

Определение числа степеней свободы системы управления на примере блока первой ступени сепарации

(Specification of the control degrees of freedom an example of the first flash separation)

Хабибуллина Аделина Флюровна[1], Федосеев Павел Олегович[2],
Барашкин Роман Леонардович[3]
[1] Магистрант, [2] Начальник отдела технологического моделирования, [3] Доцент
[1,3] РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
[2] ПАО «НОВАТЭК»

АННОТАЦИЯ

Проведен анализ результатов применения упрощенной методики определения числа степеней свободы на примере первой ступени сепарации установки подготовки нефти к транспорту. С помощью известной в литературе методики определено число степеней свободы и реализована типовая система управления технологическим процессом. Для сравнения полученной системы управления предложена альтернативная система и проведен сравнительный анализ двух схем управления с помощью классических методов анализа устойчивости и качества регулирования. По результатам исследования подтверждена возможность использования упрощенной методики для определения числа степеней свободы. Приведен пример сравнения двух схем регулирования для первой ступени сепарации продукции нефтяных скважин и выбрана более эффективная схема с точки зрения качества регулирования.

ABSTRACT

The application simplistic methodology analysis for determining the number control degrees of freedom an example primary separation oil process facilities for transport. The number degrees of freedom determined according to literature methodology and a typical process control system is implemented. The alternative system is proposed for comparison to the obtained control system and comparative analysis for two control schemes is carried out using classical methods of stability and quality control analysis. The possibility of using a simplified technique to determine the number degrees of freedom is confirmed by the study result. Field case is given comparing two control schemes for the primary separation of oil well production and a more efficient scheme is selected in terms of the quality regulation.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Число степеней свободы, синтез системы управления, ПИД-регулирование, процесс сепарации, анализ замкнутых САР

KEYWORDS

Control degrees of freedom, control system design, PID control, flash separation, dynamic behavior and stability

ВВЕДЕНИЕ

Решению задач проектирования комплексных технологических процессов для различных отраслей промышленности уделяется существенное внимание, в том числе в нефтегазовой отрасли [1, 2, 3, 4]. Разделим задачи проектирования на две группы: проектирование технологической составляющей процесса и проектирование системы управления технологическим процессом (ТП). В данной работе предполагается, что первая задача проектирования технологии решена, и необходимо синтезировать систему управления ТП. Предлагается проанализировать результаты применения широко распространенной прикладной методики [1], позволяющей определять необходимое

количество контуров регулирования по числу степеней свободы с целью синтеза системы управления ТП нефтегазовой отрасли. В качестве объекта управления выбран типовой процесс первой ступени сепарации продукции нефтяных скважин.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Рациональное решение задачи проектирования ТП позволит во время дальнейшей эксплуатации ТП эффективно поддерживать рабочий режим, осуществлять смену рабочих точек, уменьшить риск возникновения нештатных и аварийных ситуаций. Для исследования методики определения числа контуров регулирования целенаправленно выбран типовой и относительно простой процесс сепарации углеводородов для декомпозиции влияющих на процесс регулирования факторов и обеспечения возможности сравнения результатов проектирования.

1. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве исследуемого объекта выбран упрощенный блок первой ступени сепарации установки подготовки нефти к транспорту (УПН) (рис. 1). Газонасыщенная нефть через клапан КЛ-1 поступает с месторождения под давлением в нефтегазосепаратор (НС), где происходит разделение на нефтяную и газовую фракцию. Далее нефть через клапан КЛ-3 направляется в блок предварительного отстоя. Газовая фракция через клапан КЛ-2 поступает в газосепаратор (ГС) для дальнейшего отделения нефтяной составляющей от газовой. Через клапан КЛ-4 газ из газосепаратора отправляется на сборочный коллектор газоперерабатывающего завода (ГПЗ). Жидкая фаза из ГС через клапан КЛ-5 поступает в дренажную ёмкость для накопления и вторичной подачи на вход УПН.

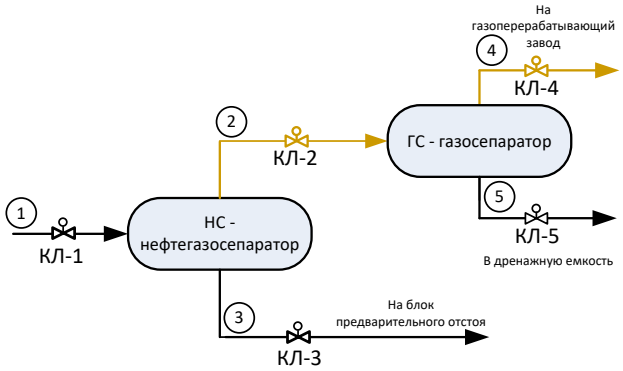


Рис. 1 – Технологическая схема блока первой ступени сепарации установки подготовки нефти к транспорту

1.2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для приведенного ТП необходимо разработать систему управления, обеспечивающую поддержание заданного режима работы при возмущающих воздействиях и позволяющую выполнять смену уставок. Нужно определить требуемое число регулируемых параметров, выбрать связанные регулирующие параметры и настроить регуляторы. Целенаправленно выбран хорошо изученный процесс, для которого разработаны типовые решения, что позволит сравнить результаты, полученные по методике [1], с устоявшимися на практике и заранее избыточными решениями.

1.3. ЧИСЛО СТЕПЕНЕЙ СВОБОДЫ

В методике [1] предлагается по упрощенным правилам определить число степеней свободы (ЧСС):

$$ЧСС = N_{Оч} - N_{Пч} - N_{Ич}, \quad 1.$$

где $N_{Оч}$ – общее число потоков (материальные, энергетические, механические, электрические);

$N_{Пч}$ – предельное число потоков, которыми нельзя одновременно манипулировать по причине их жесткой взаимосвязанности (однофазные потоки с несжимаемыми средами);

$N_{Ич}$ – избыточное число потоков, которыми не рекомендуется управлять с точки зрения опыта эксплуатации ТП (например, входной поток сырья в колонну)[66].

ЧСС в конечном счете соответствует количеству контуров регулирования, которые требуются для управления ТП.

Общее число потоков $N_{Оч}$ для данной установки равно 5 (рис. 1).

Предельное число потоков $N_{Пч}$ равно 0, т.к. нет технологического оборудования на входе и выходе которого однофазные несжимаемые потоки.

Избыточное число потоков определим из следующих соображений:

- давление в нефтесепараторе и газосепараторе гидравлически связаны и отличаются на перепад давления в потоке 2, поэтому один из потоков 2 или 4 можно принять избыточным. В нашем случае эффективнее[67] регулировать давление в нефтесепараторе и газосепараторе клапаном КЛ-4, поэтому примем поток 2 избыточным;
- изменение параметров потока 1 нежелательно, так как это будет создавать возмущающие воздействия для всего ТП, а так же влиять на технологическую цепочку до потока 1. Поэтому примем поток 1 так же избыточным.

Таким образом, избыточное число потоков равно 2.

Определим ЧСС по формуле (1):

$$ЧСС = 5 - 0 - 2 = 3.$$

Полученные 3 степени свободы означают, что необходимо установить 3 регулятора для управления данным ТП.

1.4. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕГУЛИРУЕМЫХ И РЕГУЛИРУЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ

Определим регулируемые, регулирующие параметры и объединим их между собой в контура регулирования.

Для предотвращения опустошения или перелива нефтесепаратора и газосепаратора необходимо регулировать уровни границ раздела фаз между паром и жидкостью. Поэтому в качестве двух регулируемых параметров выбираем уровни жидкости, измеряемые датчиками LT-01 и LT-02 в нефтесепараторе и газосепараторе соответственно. В качестве регулирующих параметров выберем степени открытия клапанов КЛ-3 и КЛ-5 соответственно. Выбор таких парных переменных обусловлен максимальным коэффициентом усиления между регулируемыми и регулирующими параметрами [2]. Таким образом, 2 степени свободы задействованы для стабилизации уровней в сепараторах.

Оставшуюся одну степень свободы используем для поддержания давления, измеряемого датчиком PT-03 в сепараторе. В качестве регулирующего параметра выберем степень открытия клапана КЛ-4. Таким образом, получаем систему управления ТП с тремя регуляторами, приведенную на рис. 2. Полученная система управления соответствует типовым решениям по автоматизации, принятым на практике.

---

[66] На первом этапе синтеза системы управления этим числом можно пренебречь, т.к. в методике [1] строгих правил определения этих потоков не приведено.

[67] Обоснование этого заключения приведено в результатах и выводах

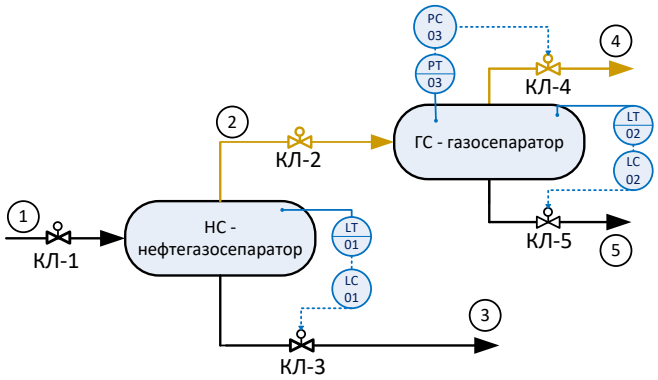


Рис. 2 – Функциональная схема автоматизации блока первой ступени сепарации установки подготовки нефти к транспорту

Проверим, позволяет ли рассчитанное число степеней свободы по методике [1] синтезировать эффективную систему управления. Для проверки предлагается альтернативная система управления с одним дополнительным регулятором давления PC-04 (рис.3). Таким образом имитируется ситуация, когда проектировщик не использует методику расчет степеней свободы, а пытается стабилизировать все параметры технологического процесса. Далее с помощью классических методов анализа систем регулирования осуществляется сравнения качества регулирования типовой схемы управления с альтернативной.

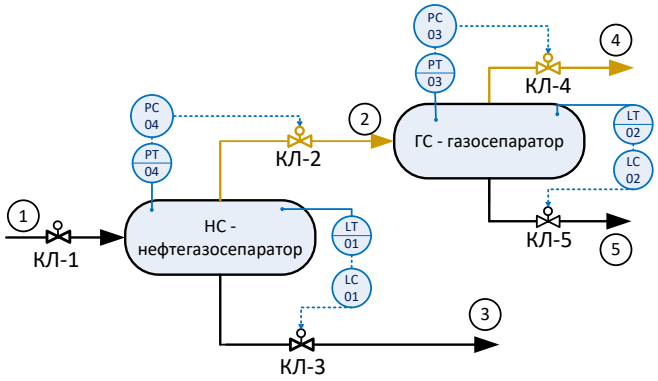


Рис. 3 – Альтернативная функциональная схема автоматизации блока первой ступени сепарации установки подготовки нефти к транспорту

1.5. ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОСТРОЕНИЕ ПЕРЕДАТОЧНЫХ ФУНКЦИЙ ОБЪЕКТА

Для выполнения численных экспериментов в пакете имитационного моделирования разработана технологическая схема со следующими параметрами: компонентный состав входного потока в мольных долях - вода (0,39), углекислый газ (0,0002), хлор (0,004), азот (0,0015), метан (0,13), этан (0,005), пропан (0,011), и-бутан (0,008), н-бутан (0,02), и-пентан (0,013), н-пентан (0,024), н-гексан (0,3933); объем НС – 14 м^3; объем ГС – 14 м^3. Значения технологических параметров и уставок регуляторов приведены на рис.4.

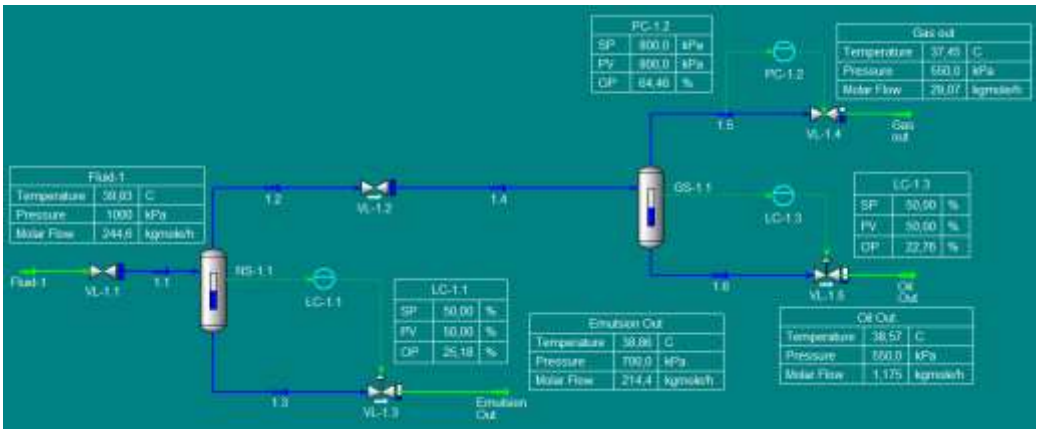


Рис. 4 – Схема технологического процесса в пакете имитационного моделирования

Имитационная модель ТП использовалась в качестве источника исходных данных для задания передаточных функций объектов управления. Для сравнения систем управления выбраны в качестве объектов:

- для типовой схемы: реакция изменения давления в ГС на изменение степени открытия КЛ-4 (рис. 2);
- для альтернативной схемы: реакция изменения давления в ГС на изменение степени открытия КЛ-4 и реакция изменения давления в НС на изменение степени открытия КЛ-2 (рис. 3).

1.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕДАТОЧНОЙ ФУНКЦИИ ОБЪЕКТА ДЛЯ ТИПОВОЙ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

Определение передаточной функции объекта проводится методом идентификации объекта по его переходной характеристике, представляющей реакцию системы на ступенчатое входное воздействие:

$$W(S) = \frac{Y(S)}{X(S)}, \qquad 2.$$

где Y(S) – изображение по Лапласу выходной величины, X(S) – изображение по Лапласу входной величины.

График переходной характеристики реакции изменения давления в ГС на ступенчатое изменение степени открытия КЛ-4 приведен на рис. 5.

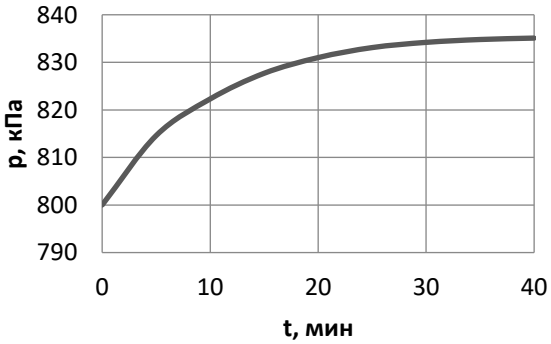


Рис. 5 – График изменения давления в ГС при закрытии клапана КЛ-4 с 65,46 до 55,46%

Передаточную функцию изменения давления газа в сепараторе от степени открытия клапана можно описать апериодическим звеном 1-го порядка:

$$W_{ОБ}(s) = \frac{K_{ОБ}}{T_{ОБ}s + 1}, \qquad 3.$$

где Коб - коэффициент усиления объекта регулирования; Тоб - постоянная времени объекта.

Для определения коэффициента усиления объекта управляющее воздействие и выход объекта нормируется относительно их диапазона изменения:

- относительное изменение регулируемого параметра объекта

$$\Delta Y = \frac{Y_{уст} - Y_{ном}}{Y_{\max} - Y_{\min}} = \frac{835{,}1 - 800}{1000} = 0{,}035 \qquad 4.$$

где $Y_{уст}$ - установившееся значение давления газа задающее воздействие; $Y_{ном}$ - номинальное значение давления газа; $Y_{\max}$, $Y_{\min}$ - максимальное и минимальное значения диапазона изменения давления газа.

- относительное изменение положения регулирующего органа

$$\Delta H = \frac{H_1 - H_0}{H_{\max} - H_{\min}} = \frac{65{,}46 - 55{,}46}{100} = 0{,}1\% \,(0{,}1) \qquad 5.$$

где H_1- максимальное значение положения регулирующего органа; H_0 - номинальное значение положения регулирующего органа; $H_{\max}$, $H_{\min}$ - максимальное и минимальное значения диапазона изменения управляющего воздействия.

Коэффициент усиления объекта:

$$K_{ОБ} = \frac{\Delta Y}{\Delta H} = \frac{0{,}035}{0{,}1} = 0{,}35 \qquad 6.$$

Постоянная времени объекта определяется по графику переходной характеристики и равна:

$$T_{ОБ} = 40 мин.$$

Передаточная функция объекта:

$$W_{ОБ}(s) = \frac{0{,}35}{40s + 1}. \qquad 7.$$

Передаточная функция регулятора:

$$\mathrm{W_{ПИД}} = \mathrm{K_р} * \left(1 + \frac{1}{\mathrm{T_i} * \mathrm{s}}\right), \qquad 8.$$

где $\mathrm{K_р} = 0{,}3$, $\mathrm{T_i} = 1$ мин

Передаточная функция всей системы примет вид:

$$\mathrm{W_c} = \frac{\mathrm{W_{ПИД}} * \mathrm{W_{ОБ}}}{1 + \mathrm{W_{ПИД}} * \mathrm{W_{ОБ}}} = \frac{0.35 * (0.3s + 0.3)}{(40s^2 + s) + 0.35 * (0.3s + 0.3)}. \qquad 9.$$

1.6.1. АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ ЗАМКНУТОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Для устойчивости замкнутой системы автоматического регулирования (САР) необходимо и достаточно, чтобы годограф Найквиста при изменении частоты ω от 0 до ∞ не охватывал точку с координатами $(-1, j0)$. Произведем в (9) замену оператора s на переменную $j\omega$ и выделим в знаменателе получившегося выражения мнимую и вещественную части. Частотная передаточная функция примет вид:

$$\mathrm{W_c}(\mathrm{j}\omega) = \frac{\mathrm{j}\omega + 1}{380\mathrm{j}^2\omega^2 + 10{,}5\mathrm{j}\omega + 1} \qquad 10.$$

По правилам деления комплексных чисел числитель и знаменатель полученного выражения нужно умножить на комплексную сопряженную функцию, чтобы избавиться от мнимой части:

$$W_c(j\omega) = \frac{(j\omega + 1) \cdot (-380\omega^2 - 10{,}5j\omega - 1)}{(380\omega^2 + 10{,}5j\omega + 1) \cdot (-380\omega^2 - 10{,}5j\omega - 1)} \qquad 11.$$

Выделим действительную и мнимую части передаточной функции и построим годограф Найквиста в пакете Matlab (рис. 6а).

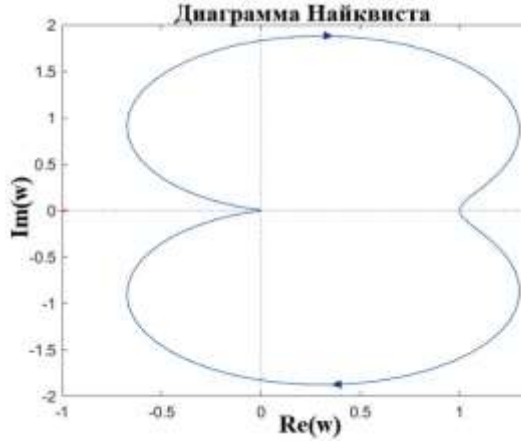


Рис. 6а - Годограф Найквиста замкнутой системы

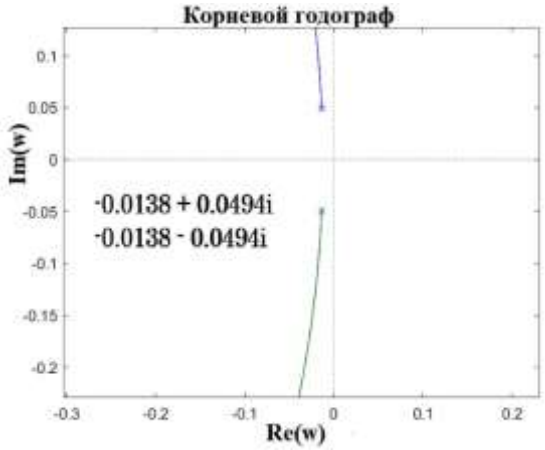


Рис. 6б - Корневой годограф замкнутой системы

На рис. 6а годограф замкнутой системы не охватывает точку (-1,0), следовательно, система устойчива. Корни характеристического полинома лежат в левой полуплоскости, поэтому систему можно считать устойчивой [68] (рис. 6б)

Об устойчивости системы можно судить по запасу устойчивости. Когда амплитудно-фазовая частотная характеристика (АФЧХ) не имеет точек пересечения с вещественной осью слева от точки с координатами (-1, j0), достаточно определить запас устойчивости системы по фазе. На рис. 6а угол, характеризующий удаление годографа от критической точки, удовлетворяет стандартным критериям.

1.6.2. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА РЕГУЛИРОВАНИЯ

Определим прямые показатели качества - перерегулирование σ[69] и время регулирования t_p[70] по переходной характеристике замкнутой системы (рис. 7):

$$\sigma = \frac{h_{max} - h_y}{h_y - h_0} \cdot 100\% = \frac{900{,}5 - 890{,}4}{890{,}4 - 816{,}6} \cdot 100\% = 13{,}7\ \%,$$

$$t_p = 100 \text{ мин.}$$

[68] Система устойчива, если все вещественные корни ее характеристического уравнения отрицательные.

[69] Перерегулирование - отношение разности максимального и установившегося значений переходной характеристики к разности ее начального и установившегося значений. Для реальных систем принято, что обеспечивается достаточный запас устойчивости, если перерегулирование не превышает 10-30%.

[70] Время регулирования – время от начала переходного процесса до входа в трубку точности. Время регулирования считается удовлетворительным, если $t_p < 4 \cdot T_{об}$

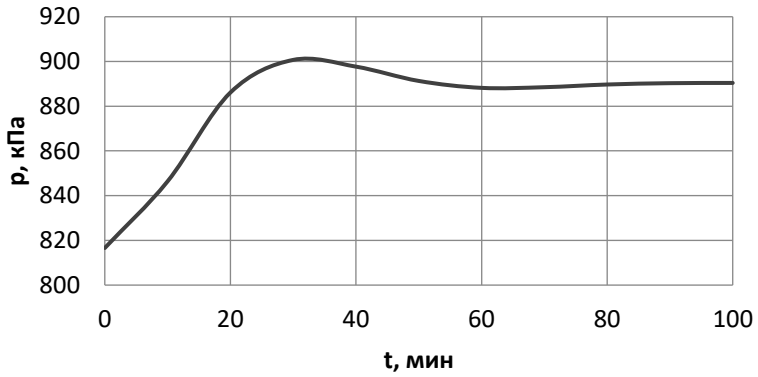


Рис. 7 – Реакция замкнутой системы регулирования давления в ГС на изменение уставки регулятора

Полученное перерегулирование и время регулирования удовлетворяют стандартным требованиям.

1.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕДАТОЧНОЙ ФУНКЦИИ ОБЪЕКТА ДЛЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

Структурная схема альтернативной системы управления (рис. 3) приведена на рис. 8.

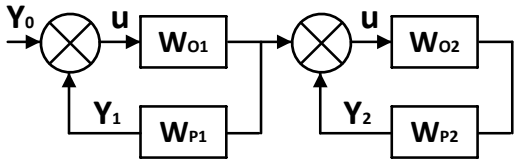


Рис. 8 – Структурная схема альтернативной системы управления

Графики переходных характеристик объектов альтернативной схемы управления приведены на рис. 9.

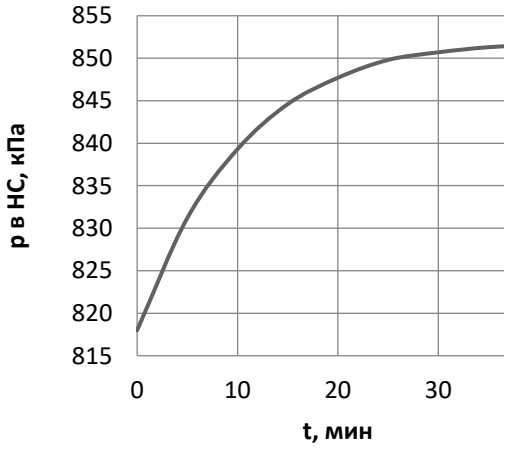


Рис. 9а – Объект управления 1 - реакция изменения давления в НС на изменение степени открытия КЛ-2

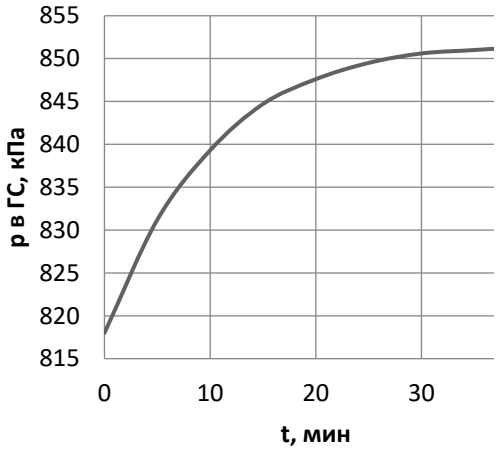


Рис. 9б – Объект управления 2 - реакция изменения давления в ГС на изменение степени открытия КЛ-4

Полученные передаточные функции объектов и регуляторов:

$$W_{o1} = \frac{0{,}33}{40s+1}, \qquad 12.$$

$$W_{p1} = 0{,}3 * \left(1 + \frac{1}{1 \cdot s}\right), \quad 13.$$

$$W_{o2} = \frac{0{,}33}{40s+1}, \quad 14.$$

$$W_{p1} = 0{,}3 * \left(1 + \frac{1}{1 \cdot s}\right). \quad 15.$$

Передаточная функция замкнутой системы:

$$W_c = W_{c1} \cdot W_{c2}, \quad 16.$$

где $W_{c1} = \frac{W_{o1}}{1+W_{o1}*W_{p1}}$, $W_{c2} = \frac{W_{o2}}{1+W_{o2}*W_{p2}}$.

После подставления значений передаточная функция (16) примет вид:

$$W_c = \frac{0.33s}{s(40s+1)-0.33(0.3s+0.3)} \cdot \frac{0.33s}{s(40s+1)-0.33(0.3s+0.3)}. \quad 17.$$

1.7.1. АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ ЗАМКНУТОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

На рис. 10а приведен годограф Найквиста для замкнутой системы, который не охватывает критическую точку, что позволяет считать систему устойчивой.

Корни характеристического полинома лежат в левой полуплоскости, поэтому систему можно считать устойчивой (рис. 10б).

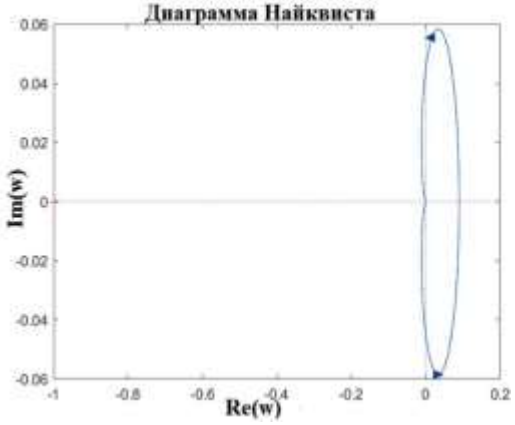


Рис. 10а - Годограф Найквиста замкнутой системы

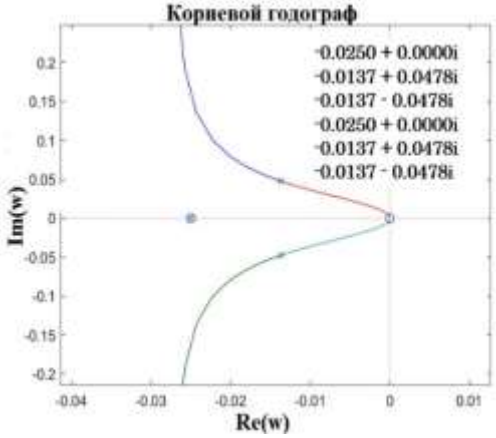


Рис. 10б - Корневой годограф замкнутой системы

Запас устойчивости альтернативной системы (рис. 10а) уступает показателю типовой системы регулирования.

1.7.2. ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА РЕГУЛИРОВАНИЯ

Определим прямые показатели качества - перерегулирование σ и время регулирования t_p по переходной характеристике замкнутой системы (рис. 11):

$$\sigma = \frac{904{,}3-890{,}3}{890{,}3-816} * 100\% = 18{,}8\ \%,$$

$$t_p = 100 \text{ мин.}$$

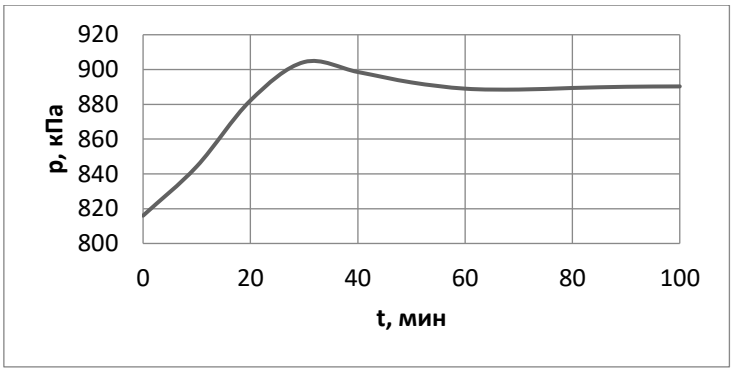


Рис. 11 –Переходная характеристика в результате единичного ступенчатого воздействия на замкнутую систему регулирования

Полученное перерегулирование и время регулирования удовлетворяют стандартным требованиям. Перерегулирование превышает значение, полученное для типовой схемы управления.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

С помощью методики [1] определены степени свободы и получена система управления, соответствующая типовой схеме, принятой на практике. Результаты сравнения типовой схемы управления с альтернативной показали больший запас устойчивости и меньшее перерегулирование у первой схемы. При этом время регулирования у обеих схем получаются одинаковыми.

Также следует отметить, что во время работы замкнутой системы управления граница минимального давления регулятора PC-04 ограничена текущим значением давления регулятора PC-03, а верхняя граница давления ограничена максимальным значением на входе в нефтесепаратор. Таким образом, во время работы системы управления регулятор PC-03 ограничивает минимальное давление, которое может обеспечить регулятор PC-04 в нефтесепараторе. Данные ограничения работы регулятора PC-04 также говорят в пользу выбора типовой схемы управления.

Таким образом, данное исследование показывает, что методика [1] позволяет выполнять упрощенный анализ степеней свободы и при этом получать устойчивую систему управления с удовлетворительными показателями качества.

3. ПЛАНИРУЕМЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

С помощью методики [1] будет проанализирован азотный цикл завода по сжижению природного газа с точки зрения эффективности синтеза системы управления технологическим процессом.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Murthy Konda, N. V. S. N., Rangaiah, G.P., & Krishnaswamy, P.R.*. A simple and effective procedure for control degrees of freedom. Chemical Engineering Science, 2006 https://doi.org/10.1016/j.ces.2005.08.026
2. *Moore, C.F.* Selection of Controlled and Manipulated Variables. In *Practical* Distillation Control, 1992, https://doi.org/10.1007/978-1-4757-0277-4_8
3. *Qiu, Q.F., Rangaiah, G.P., & Krishnaswamy, P.R.* Application of a plant-wide control design to the HDA process. Computers and Chemical Engineering, 2003 https://doi.org/10.1016/S0098-1354(02)00154-0
4. *Rangaiah G.P., Kariwala V.,* Plantwide Control: Recent Developments and Applications, First Edition. John Wiley & Sons, 2012

Задачи ликвидации производства и оставлению месторождений: управление разработкой нефтяных месторождений на поздней стадии
(Tasks on liquidation of production and leaving fields: oil fields management at the later stage)

Халидов Ибрагим Арбиевич
Докторант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: д.э.н., профессор Миловидов К.Н.

АННОТАЦИЯ

В исследовании обсуждаются некоторые вопросы, связанные с нахождением экономического предела рентабельности эксплуатации месторождения. Управление месторождениями на поздней стадии разработки и возможное продление периода эксплуатации месторождения являются чрезвычайно сложными задачами для нефтегазовой отрасли, включающими комплекс технологических, финансово-экономических и экологических проблем, которые явились предметом обсуждения данной статьи.

В статье подробно рассматриваются основные драйверы продления эксплуатации месторождения, включая: управление расходами, дополнительное бурение, улучшение эксплуатационных показателей, улучшение налоговых и коммерческих условий, отдельно рассмотрены методы оценки эффективности решений при определении предельной рентабельности эксплуатации месторождения.

ABSTRACT

The study discusses some issues related to finding the economic margin of profitability of the field. Field management at a late stage of development and the possible extension of the field’s life are extremely difficult tasks for the oil and gas industry, including a set of technological, financial, economic and environmental problems that were discussed in this article.

The article discusses in detail the main drivers for extending the field’s operation, including: cost management, additional drilling, improving operational performance, improving tax and commercial conditions, separately discusses methods for evaluating the effectiveness of decisions in determining the marginal profitability of field operations.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Зрелые месторождения, предел рентабельной эксплуатации месторождения, система управления углеводородными ресурсами, вывод из эксплуатации, чистый денежный поток.

KEYWORDS

Mature fields, economic limit life, petroleum resources management system, decommissioning, net cash-flow.

ВВЕДЕНИЕ

По мере выработки месторождений добыча углеводородов снижается и зрелые месторождения проходят фазы падения и истощения добычи пока операторы не принимают решения о прекращении их эксплуатации и переходу к стадии ликвидации. Рост добычи достигается за счет новых открытий и месторождений, находящихся на ранней и зрелой стадиях разработки. Эти стадии достаточно детально описаны в литературе.

Методические и практические вопросы, которые приходится решать на стадии оставления объектов гораздо менее изучены, и многие связанные с ними организационно-правовые, финансовые, экономические аспекты не получили должного освещения в отраслевой печати.

Многие нефтяные и газовые месторождения могут эксплуатироваться более продолжительный период, чем предусмотрено проектами разработки. Если компания оператор считает, что потенциал месторождений полностью исчерпан, они могут быть выведены из эксплуатации и/или начаты работы по ликвидации. Особо важное значения вопросы управления месторождениями на поздней стадии разработки и оценки возможностей продления периода эксплуатации приобретают в период массового закрытия истощенных месторождений (что наблюдается, например, в Северном море, Мексиканском заливе и некоторых других регионах).

Схематично пример освоения месторождения с учетом соответствующих расходов по выводу его из эксплуатации приведен на рисунке 1 [1].

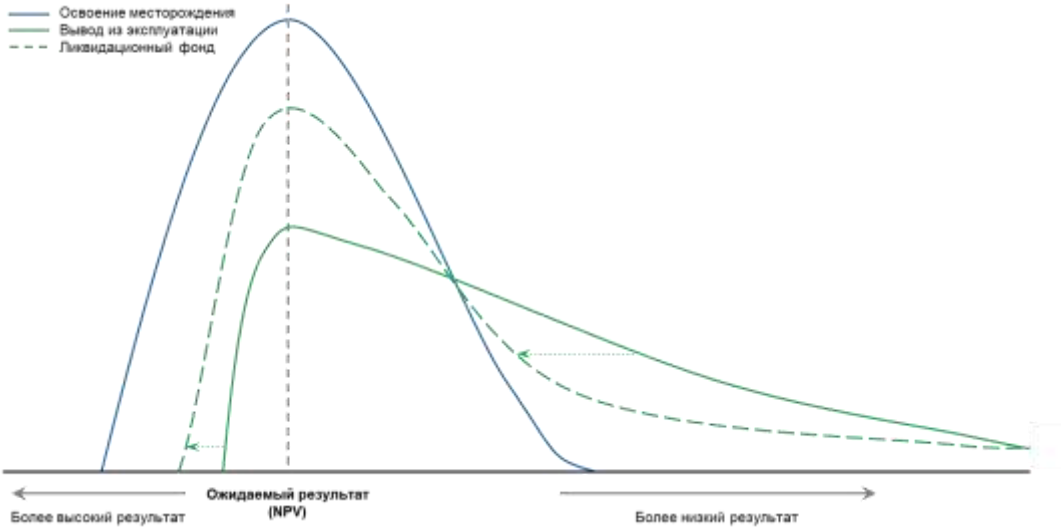


Рисунок 1. Пример освоения месторождения с учетом расходов по выводу месторождений из эксплуатации

АКТУАЛЬНОСТЬ

В рамках Системы управления углеводородными ресурсами (PRMS) Общества инженеров-нефтяников (SPE) объем запасов ограничивается достижением «самого раннего срока технического, лицензионного или экономического предела». При отсутствии технических или лицензионных ограничений, экономический предел, определяемый как момент достижения максимального совокупного чистого денежного потока, полученного от проекта, устанавливает дату, до которой запасы можно извлекать из недр (и соответствующую величину ставить на баланс).

Правила определения предельной рентабельности эксплуатации месторождения (далее – ELT), не учитывающие какие-либо издержки, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта, описаны в SPE PRMS как дата, когда чистый операционный денежный поток становится отрицательным; он и определяет объем запасов до конца периода коммерческой эксплуатации месторождения.

В зарубежной и российской практике для определения момента завершения разработки месторождения обычно используют срок действия лицензии на разведку и разработку или этот срок рассчитывают исходя из оценки запасов нефти и газа, планируемого уровня добычи в год [2]. С учетом этого эксплуатация некоторых месторождений продолжается и при отрицательном чистом операционном денежном потоке, чтобы отсрочить издержки, связанные с отказом от дальнейшей разработки

проекта (ликвидационные расходы) и максимально увеличить добычу.

Чтобы классифицировать извлекаемые углеводороды как запасы, их объем должен иметь промышленное значение, поэтому мы все чаще сталкиваемся с ситуацией, когда зрелые месторождения продолжают эксплуатироваться, хотя имеющиеся там запасы, возможно, следует переквалифицировать в условные. Если ресурсная база уменьшается, нефтегазовым компаниям намного сложнее получать кредиты от банков или привлекать инвестиции.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МЕТОДЫ И МЕТОДОЛОГИИ

В исследовании проведен анализ способов замедления падения добычи несколькими способами, в том числе: за счет дополнительного бурения, капитального ремонта, оптимизации управления пластами и инфраструктурой, восстановления коллекторских свойств месторождения. Управление расходами, рост производства и улучшение эксплуатационных показателей – стратегии, наиболее часто используемые для поддержания рентабельности промысла.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Для продления периода эксплуатации месторождений используют различный комплекс мероприятий, поддерживая при этом целевую прибыльность и безопасность эксплуатации. Они включают:

1) Управление расходами;
2) Дополнительное бурение или изменение профиля добычи;
3) Улучшение эксплуатационных показателей;
4) Улучшение налоговых или коммерческих условий.

1) Управление расходами

В реальной жизни контроль расходов достаточно сложен. Детальное рассмотрение эксплуатационных расходов позволяет устранить наиболее затратные элементы системы добычи, что способно повысить прибыльность. Оценка расходов может проводиться на уровне скважины (с высокой обводненностью), спутниковых месторождений, а также путем объединения или поставки добытых объемов УВС на единое технологическое оборудование. Задача состоит в том, чтобы сократить затраты посредством исключения убыточных операций. Этот подход может потребовать проведения работ, необходимых для вывода из эксплуатации избыточной инфраструктуры (например, устьевых платформ) на тех промыслах, где дальнейшая эксплуатация этих установок является убыточной, но необходимой для поддержания минимального уровня герметичности и безопасности.

Удельные затраты на основные виды деятельности или услуги можно также сократить путем пересмотра условий договора. Падение цен на нефть в 2014–16 годах привело к снижению тарифов, в одностороннем или согласованном порядке, по широкому спектру основных услуг, таких как тарифы на использование буровой установки и расходы на персонал, что привело к снижению капитальных затрат на разведку и добычу на 26% и эксплуатационных затрат на 18% [3].

Менеджмент стремится найти альтернативные и более дешевые способы предоставления тех же услуг по эксплуатации. Усовершенствованные системы морской доставки персонала позволяют безопасно стыковать суда с платформой и помогают избежать необходимости использования вертолетов для доставки на короткие расстояния, повышая при этом безопасность и снижая затраты. Высокооплачиваемых иностранных специалистов можно заменить на местный персонал. Плавучее нефтеналивное хранилище большой емкости можно заменить на меньшее хранилище при уменьшении чистого дебита суточной добычи нефти. Снижение давления в пласте

позволяет эксплуатировать оборудование с более низкими техническими характеристиками. Возможности снижения затрат могут сводиться к изменению договорной стратегии и переходу на внешние подряды (или наоборот) за счет уменьшения расходов на общекорпоративные службы. Аналогичным образом, стратегии заключения договоров могут использоваться для замещения капиталовложений на эксплуатационные расходы (или наоборот) за счет использования лизинга или продажи оборудования и его обратной аренды, когда такая стратегия позволяет сократить налоговые или эксплуатационные расходы.

2) Дополнительное бурение

Операторы, специализирующиеся на месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации (“mature fields”) часто начинают с детального анализа всех продуктивных пластов и их эксплуатационных характеристик для выявления возможностей повышения прибыли в краткосрочном плане и генерации денежного потока для финансирования дальнейшей разработки. При этом можно рассматривать весь спектр возможностей для дополнительного бурения и определять очередность его реализации. Самым простым, вероятно, окажется решение проблем, связанных с технологическими ограничениями по наземному оборудованию: выявление ограничителей дебита, проверка трубопроводных линий на наличие закупорок, уменьшение перепадов давления, а также улучшение эксплуатационных характеристик системы для выхода на минимальное динамическое давление на устье скважины . Для месторождений газа рекомендуется также проверка возможностей снижения давления газа во время его поставки клиенту или же использования временных перепадов рабочего давления в трубопроводах клиента для подачи газа в удобное для него время.

Обзор ранее пробуренных скважин может выявить наличие углеводородного потенциала в обсаженных стволах: неперфорированные пласты, этажи нефтеносности с низким удельным сопротивлением или малой контрастностью, потенциал пересмотра граничных значений водонасыщенности и т. д. В некоторых случаях может потребоваться повторное разбуривание пластов, ранее закрытых из-за высокой обводненности. Оценка пласта помогает выявить зоны вблизи существующих скважин, к которым можно получить доступ посредством зарезки бокового ствола или ухода в сторону с использованием гибких насосно-компрессорных труб (НКТ), или дренировать плотные коллекторы с помощью новых НКТ короткого радиуса, используемых для горизонтального бурения. Новые улучшенные технологии горизонтальной проходки, направленного бурения и гидравлического разрыва пласта позволяют бурить дополнительные скважины для обнаружения пропущенных или неработающих продуктивных пластов. Поиск ранее неиспользованных продуктивных пластов можно также совместить с разведкой близлежащих месторождений. Дополнительно извлекаемые объемы нефти и газа могут продлить период рентабельной эксплуатации, поскольку добыча остаточных запасов на действующем месторождении вновь станет прибыльной. Дополнительные целевые объекты для разведки можно обнаружить ниже и выше основных эксплуатационных объектов месторождения.

Период рентабельной эксплуатации нефтяного месторождения на поздней стадии разработки иногда может быть продлен путем перехода на стадию отбора газа из газовой шапки, иногда с извлечением сжиженного нефтяного газа или конденсата. Некоторые газовые пласты, расположенные в удобном месте с развитой инфраструктурой и обладающие подходящими коллекторскими свойствами, могут быть переоборудованы под подземные хранилища газа. В более долгосрочном плане хорошо изученный, но выработанный пласт может быть использован для хранения CO2 (или других отходов).

3) Улучшение эксплуатационных показателей

Показатели рентабельности месторождения можно улучшить, если внимательно

проанализировать процесс его эксплуатации. Так, дополнительные продажи газа можно произвести за счет использования ограниченных мощностей, если уделить большее внимание плановым и внеплановым простоям.

На поздней стадии разработки общая пропускная способность по обработке жидкостей на нефтяных месторождениях часто ограничена, в то время как оставшиеся от предыдущего оператора установки, предназначенные для перевалки очищенной нефти (например, экспортные резервуары для хранения), простаивают. Пересмотр процесса добычи и переработки может повысить пропускную способность без особых затрат.

4) Улучшение налоговых или коммерческих условий

В интересах заказчиков (например, покупателей газа) и правительств принимающих стран остановку и ликвидацию месторождения можно перенести на более поздний срок путем пересмотра коммерческих или налоговых условий.

Цены на газ за вычетом расходов на транспортировку и пошлин (“netback prices”), можно улучшить путем изменения методов определения цен на газ, условий индексации, технических условий на поставки, безвозвратных транспортных расходов и/или платы за пропускную способность с учетом ценовых колебаний между пиковыми и средними поставками. Ценность газа в потоке может определяться также его способностью смешиваться и улучшать качество другого газа, который не соответствует техническим условиям.

Государственные сборы за нефть, превышающие ставки стандартного налога на прибыль организаций, также могут быть предметом переговоров – если альтернативой является ликвидация месторождения. Недавние продления в Индонезии соглашений на условиях раздела продукции (без учета затрат – «Gross Split») предоставили возможности для улучшения условий раздела по месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки. В других юрисдикциях также применяют различные типы договоров, направленных на восстановление продуктивности месторождений на поздней стадии разработки. Предложение о ликвидации месторождения может (а некоторые полагают «должно») инициировать дебаты о соответствующих налогах и нормативно-правовых актах, а также способствовать началу дискуссии по общим техническим и экологическим вопросам.

Система PRMS, общепринятая мировым нефтяным сообществом, основана на понятии проекта. Оценки запасов и ресурсов выполняются и представляются на уровне проекта. Параграф 1.2.0.4 PRMS гласит: *«Проект может представлять собой разработку скважины, отдельного пласта или небольшого месторождения; последовательную разработку месторождения; или комплексную разработку одного или нескольких месторождений, включая сопутствующие технологические объекты (например, для компримирования). Разработка конкретного пласта в рамках проекта позволяет составить индивидуальный график добычи и движения денежных средств для каждого уровня достоверности. Интеграция данных графиков с учетом самого раннего срока прекращения проекта, вызванного техническими условиями, соображениями экономической целесообразности или сроком действия договоров, определяет предполагаемые извлекаемые ресурсы и соответствующий им прогноз чистого денежного потока для каждого проекта в будущем. Соотношение потока в евро к общему объему PIIP определяет эффективность добычи по проекту. Для каждого проекта необходимо определить соответствующий диапазон оценки извлекаемых ресурсов (низкая величина, наиболее вероятная и высокая).»*.

Понятие и определение проекта в любой конкретной ситуации являются важными темами любого исследования. Экономическая оценка и предельная рентабельность эксплуатации могут совершенно отличаться для отдельного месторождения и группы

месторождений, объединенных в единый технологический комплекс.

К примеру, начальная разработка может быть завершена, а более поздние проекты запланированы, но еще не связаны инвестиционным обязательством. По мере принятия обязательств по разработке последующих проектов, оценки добычи для каждого из них включаются в существующие запасы. PRMS гласит: *«Как только проект проходит стадию коммерческой оценки и переходит в разряд «Запасы», его добавляют к другим проектам той же категории «Запасы» в той же области для оценки совокупной будущей добычи и для нахождения предельной рентабельности эксплуатации месторождения»*.

Рассмотрим отдельные вопросы оценки и управлению запасами месторождений на поздней стадии разработки в период их приближения к завершению эксплуатации и, в частности, в период отсечения зоны нерентабельных запасов. Заметим, что помимо экономических критериев, извлекаемые запасы также могут ограничиваться техническими условиями или сроками действия договоров.

Оценка по чистому денежному потоку и предельная рентабельность эксплуатации месторождения

Предельная рентабельность эксплуатации месторождения определена в PRMS как период времени, при котором совокупный чистый денежный поток, генерируемый проектом, достигает своего максимума. Установленная доля предприятия в добыче и, следовательно, его право на неизвлеченные запасы, включает тот объем добычи, который извлекается до наступления самого раннего срока ограничения либо по техническим условиям, действию лицензии, либо по предельной рентабельности эксплуатации месторождения.

Предельная рентабельность эксплуатации месторождения определяется исходя из расчета недисконтированного чистого операционного денежного потока, исходными данными для которого являются динамика добычи и затрат, а также соответствующие налоговые условия. В результате оценки определяются денежные потоки, на основе которых можно рассчитать предельную рентабельность эксплуатации месторождения. В системе PRMS указано, что: *«Данная оценка должна включать в эксплуатационные расходы только расходы, которые являются дополнительными для проекта, по которому рассчитывается предельная рентабельность эксплуатации месторождения (то есть, только те денежные затраты, которые фактически прекратятся при остановке добычи по проекту). Эксплуатационные расходы должны включать фиксированные накладные расходы на поддержание объектов, если данные фактические предельные издержки напрямую связаны с проектом, включая какие-либо налоги на эксплуатацию недр и имущество, однако амортизация, ликвидационные расходы и подоходный налог, а также любые накладные расходы на поддержание объектов, не связанных напрямую с проектом, для целей расчета предельной рентабельности эксплуатации месторождения, не учитываются. Эксплуатационные расходы можно уменьшить и, таким образом, увеличить срок службы проекта, используя различные методы сокращения затрат и увеличения доходов, такие как совместное использование производственных мощностей, объединение договоров на техническое обслуживание или маркетинг побочных продуктов добычи, не являющихся углеводородами»*.

Оценку предела эксплуатации, ELT, проводят отдельно по всем категориям запасов, 1P, 2P и 3P. Предельная рентабельность эксплуатации месторождения определяется как «дебит продукции в момент, когда совокупный чистый денежный поток, генерируемый проектом, достигает своего максимума». Данное определение отличается от предельного срока, в котором поток денежных средств еще положителен

и после которого он никогда не достигает положительных величин.

Система PRMS допускает наличие отрицательного денежного потока в промежуточных интервалах. Таким образом учитываются периоды, когда осваиваются инвестиции в разработку, падают цены на продукцию или возникают серьезные проблемы в эксплуатации – при условии, что совокупные денежные средства, полученные в долгосрочной перспективе, более чем компенсируют отрицательный денежный поток данных периодов [4]. Оценка времени отрицательного денежного потока зависит от характера причин его возникновения.

Проведение программы ликвидации

Ликвидация платформы с большим количеством скважин может занять немалое время. Например, при наличии 30 скважин, на заглушку и ликвидацию каждой из которых требуется две недели, программа ликвидации занимает 15 месяцев. При этом отсутствует возможность существенно снизить эксплуатационные расходы до тех пор, пока не будут заглушены и ликвидированы все скважины, поскольку платформу нельзя объявить свободной от углеводородов даже после прекращения добычи. Поэтому приходится нести расходы на многие услуги, обязательные в период добычи, пока не будет заглушена и ликвидирована последняя скважина.

Если не начать мероприятия по заглушке и ликвидации скважин до тех пор, пока не будет достигнута предельная рентабельность эксплуатации месторождения, то могут потребоваться большие эксплуатационные расходы в течение длительного времени, - не проводя добычу, либо эксплуатируя месторождение, не достигая при этом порога рентабельности. Если можно продолжать добычу во время ликвидации скважин, то оптимальным подходом с точки зрения рентабельности может стать ликвидация скважин до достижения предельной рентабельности эксплуатации месторождения. В первую очередь, можно ликвидировать скважины с самыми низкими дебитами, а последними – с самыми высокими, с тем чтобы влияние работ по ликвидации на добычу нефти оказалось минимальным.

Хотя подобный подход может быть оптимальным с точки зрения рентабельности, добыча начинает сокращаться за несколько недель или месяцев до достижения первоначального значения предельной рентабельности эксплуатации, что также приводит к тому, что предельная рентабельность эксплуатации сместится на более ранний срок. В результате объемы запасов уменьшатся. Однако добыча фактически не прекратится в момент, когда она станет нерентабельной; ее можно продолжать в течение нескольких недель или месяцев, хотя количество скважин в эксплуатации при этом постепенно сокращается.

Как правило, запасы нерентабельные для добычи, не ставятся на баланс. Однако в разделе 3.1.3.2 PRMS говорится, что для целей определения предельной рентабельности: *«...в эксплуатационные расходы включаются только те расходы, которые являются дополнительными для проекта, по которому рассчитывается предельная рентабельность эксплуатации (то есть только те денежные затраты, которые фактически прекратятся при остановке добычи по проекту).»*.

Как отмечалось выше, эксплуатационные расходы нельзя значительно снизить до тех пор, пока все скважины не будут заглушены и ликвидированы. Расходы, которые фактически сокращаются в случае остановки добычи, могут быть относительно небольшими и легко покрываться доходами, получаемыми от продолжения добычи на остающихся скважинах. В этом случае мы полагаем, что объемы нефти, получаемые от продолжения добычи, можно включать в запасы до тех пор, пока выручка от добычи не перестанет покрывать предельные издержки на продолжение добычи.

PRMS явным образом исключает ликвидационные расходы из определения предельной рентабельности эксплуатации месторождения (Раздел 3.1.3.2): «*Включают*

эксплуатационные расходы … но для целей расчета предельной рентабельности исключают амортизацию, затраты на АДР и подоходный налог…». Однако, при использовании данного подхода, важно провести количественную оценку предельных эксплуатационных издержек, чтобы убедиться, что они действительно покрываются доходами от добычи, а не просто исходить из того, что предельные издержки являются незначительными. Необходимо следить за тем, чтобы описанный выше подход не использовался для оправдания добычи за рамками предельной рентабельности эксплуатации месторождения лишь для того, чтобы отложить учет ликвидационных расходов (в надежде на повышение цен на нефть, либо какое другое событие в будущем, которое нельзя использовать для постановки запасов на баланс).

Следует заметить, что применение данного подхода оправдано только тогда, когда достижение срока предельной рентабельности эксплуатации месторождения является неизбежным. Объемы дополнительных запасов, которые можно подсчитать при применении данного подхода, скорее всего окажутся незначительными, если рентабельная добыча продолжится лишь несколько лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Управление нефтяными и газовыми месторождениями на поздней стадии разработки включает в себя как решение возникающих задач, так и реализацию возможностей. Решение задач состоит в том, как найти момент перехода к последнему рентабельному баррелю, который позволяет компании и обществу получить справедливую долю прибыли в течение всего жизненного цикла добычи.

Существует целый ряд подходов и технологий, которые можно использовать для расширения участков рентабельной эксплуатации, и для их реализации возникает новое поколение операторов и коммерческих структур. Задача принимающих стран и компаний операторов состоит в том, чтобы научиться правильно использовать фискальные, нормативно-правовые и коммерческие инструменты управления промыслами для реализации данных подходов и технологий и при условии соблюдения соответствующих правил ликвидации месторождений.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *BCG*, Рынок консервации и вывода месторождений из эксплуатации. – 2019. [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.bcg.com (дата обращения: 05.02.2019 г.).
2. *Медведева Н.В.* Резерв на ликвидацию ОС и восстановление месторождений // Корпоративная финансовая отчетность. Международные стандарты. – 2008. – №10.
3. *IHS UCCI*, Costs and Technology Indexes. – 2020. [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://ihsmarkit.com/info/cera/ihsindexes/index.html (дата обращения: 26.01.2020 г.).
4. Азиатско-тихоокеанская конференция и выставка нефтегазовая промышленность общества SPE/IATMI: сборник статей. Бали, Индонезия, 29–31 октября 2019 года.

Гидродинамическое моделирование как инструмент снижения технологических рисков при цементировании скважин

(Hydrodynamic modeling as a tool to reduce technological risks while wells cementing)

Часовских Вадим Русланович
Магистрант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: д.т.н., профессор Балаба В.И.

АННОТАЦИЯ

На основании статистического анализа цементирования 157 скважин на Самотлорском месторождении показано, что в 67 из них в интервале цементирования эксплуатационных колонн были поглощения цементного раствора. В результате гидродинамического моделирования для выявления причин поглощения в процессе цементирования установлено при проектировании работ были использованы некорректные данные о градиенте гидроразрыва пласта и коэффициенте кавернозности ствола скважины. Фактический градиент гидроразрыва оказался меньше, чем по проектным данным, что явилось основной причиной поглощения, а заниженный коэффициент кавернозности привел к переподъему цементного раствора. Гидродинамическое моделирование на основе достоверных исходных данных позволило снизить технологические риски при цементирования эксплуатационных колонн.

ABSTRACT

Based on statistical analysis of the cementing of 157 wells at the Samotlor field was shown, that 67 of all wells had cement losses. As a result of hydrodynamic modeling was found, that inaccurate washout factor data and inaccurate fracture gradient data causes cement losses. The actual fracturing gradient was less, than the design data, which was the main reason for the cement losses, at the same time inaccurate washout factor resulting in excessive top of cement. Hydrodynamic modeling based on reliable data allowed reduce technological risks while cementing operations.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Скважины, цементирование, обсадные колонны, технологические риски, поглощение цементного раствора.

KEYWORDS

Wells, cementing, casing, technological risks, cement losses.

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать, в частности, прочность, долговечность и герметичность ее крепи, а также изоляцию флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород. скважины [1]. Надежность крепи скважин [2] во многом определяется качеством цементирования обсадных колонн [3,4], количественные показатели которых анализируются при оценке соответствия законченных строительством скважин [5].

Качество цементирования обсадных колонн зависит от множества факторов [6], прежде всего, от соответствия проектной технологии цементирования реальным условиям в скважине. Так, проведенный автором статистический анализ цементирования 157 скважин на Самотлорском месторождении показал, что в 67 из них в интервале цементирования эксплуатационной колонны были поглощения цементного раствора. До начала цементирования поглощения были зафиксированы в 25 скважинах, во время цементирования – в 42.

С целью выявления причин поглощений автором проведено гидродинамическое моделирование с использованием программного продукта Halliburton iCem. В качестве примера на рисунке 1 представлен график изменения во времени расхода, давления, объема и плотности закачиваемой жидкости по данным станции контроля цементирования.

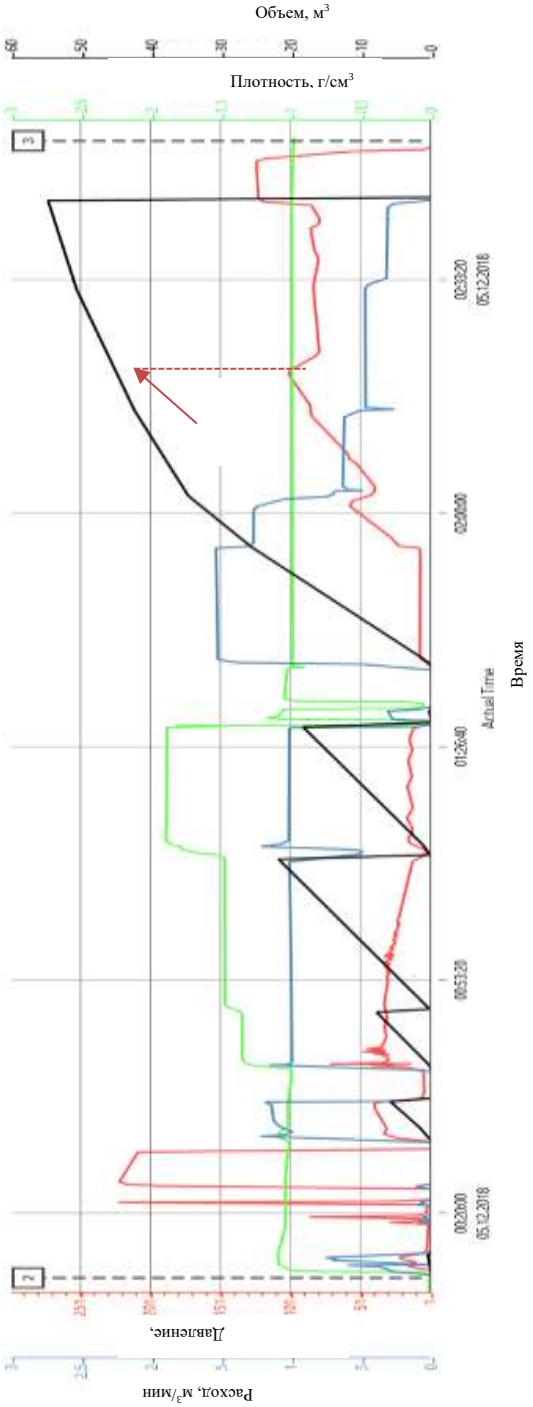


Рисунок 1 – График станции контроля цементирования

Как видно из графика после закачки 48 м^3 продавочной жидкости давлении 102 атм (судя по падению давления) в скважине началось поглощение. Согласно проектным данным давление гидроразрыва $P_{грп}$=445 атм.

Результаты моделирования процесса цементирования представлены на рисунке 2. Расчет гидростатического давления и результирующего давления в момент закачки

бурового раствора выполнены для условий: плотность бурового раствора 1,18 г/см^3, буферной жидкости – 1,03 г/см^3 (объем V=6 м^3) и 1,36 г/см^3 (объем V=8 м^3), гельцементный раствор 1,47 г/см^3 (V=22,06 м^3), цементный раствор плотностью 1,89 г/см^3 (V=18,08 м^3), продавочная жидкость объемом V=48 м^3 (момент потери циркуляции).

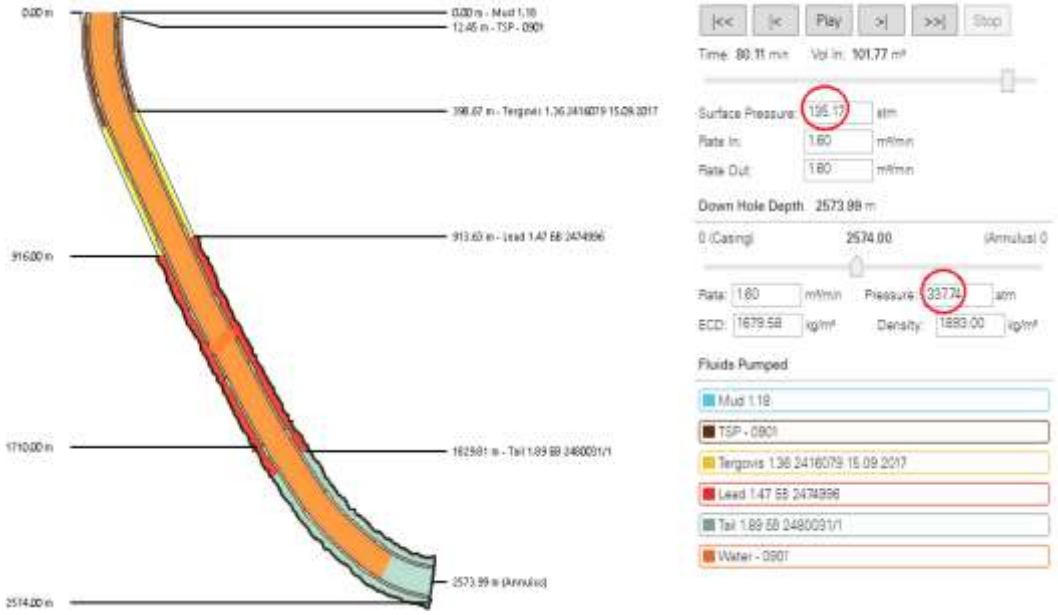


Рисунок 2 – Моделирование процесса продавки

Как видно из рисунка 2 при продавке на 48 м^3 ожидаемое давление на устье должно быть 135 атм, а в кольцевом пространстве 338 атм. В соответствии с проектной документацией давление гидроразрыва 445 атм, то есть выше на 107 атм и поглощения быть не должно. Поскольку при цементировании поглощение произошло при 102 атм, то логично предположить, что фактическое давление гидроразрыва значительно ниже проектного.

Следующий пример связан с цементированием эксплуатационной колонны 178 мм с потерей циркуляции при продавке. По результатам моделирования, давление в конце продавки должно составлять 125 атм (рисунок 3).

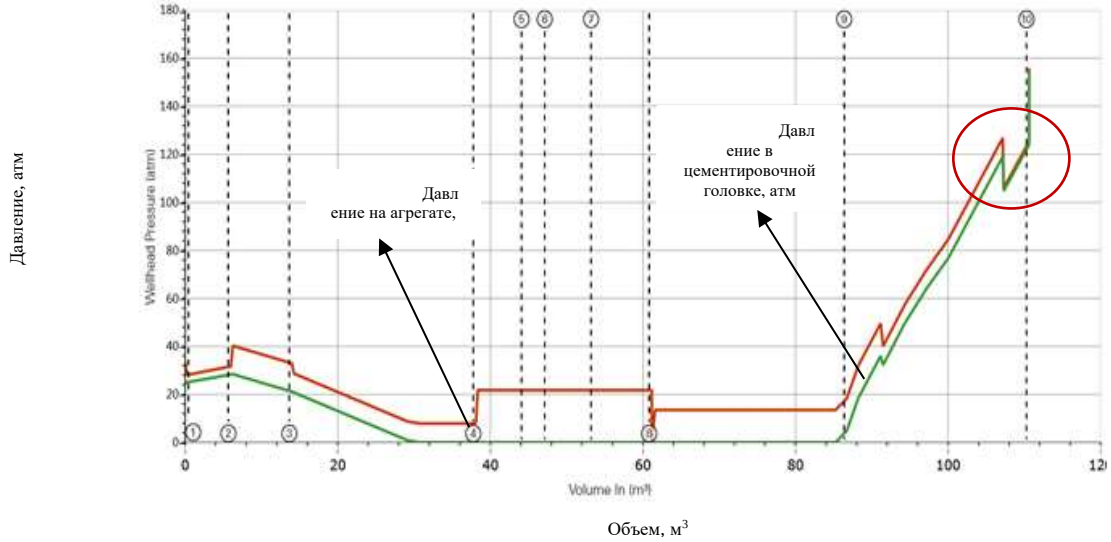


Рисунок 3 – Давление на устье в процессе закачки цементного раствора

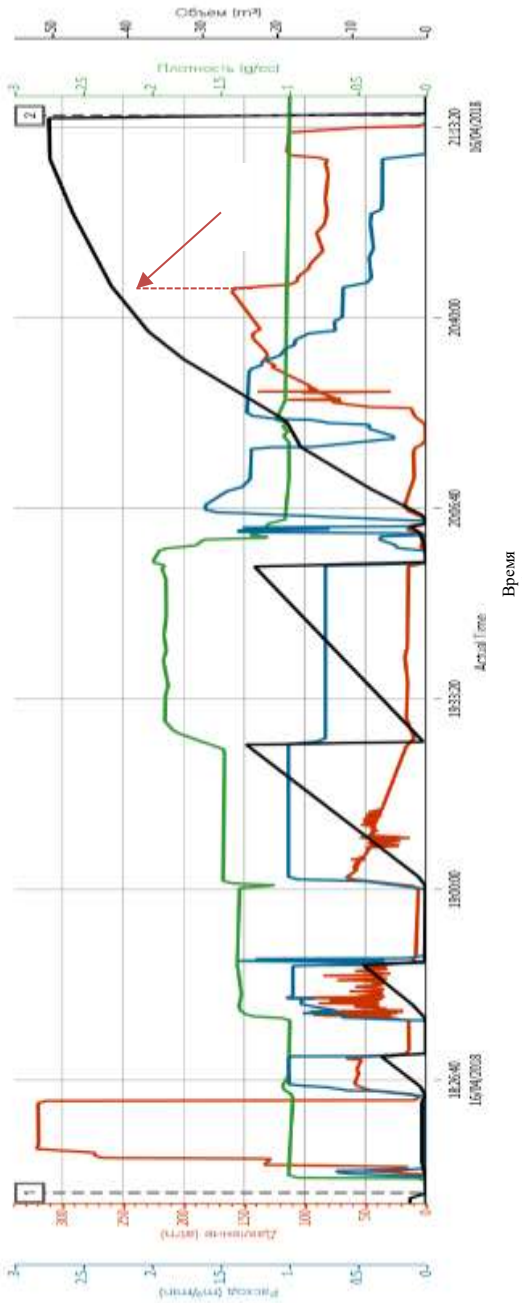


Рисунок 4 – График станции контроля цементирования

Из анализа графика станции контроля цементирования (рисунок 4) следует, что после закачки 42 м^3 из 50 м^3 давление на устье составляло 160 атм вместо плановых 85 атм. Это свидетельствует о переподъеме цементного раствора в затрубном пространстве, что в свою очередь означает несоответствие проектного объема ствола скважины (коэффициента кавернозности) фактическому.

Результаты моделирования по проектным и фактическим исходным данным для закачки 42 м^3 продавочной жидкости представлены на рисунках 5 и 6.

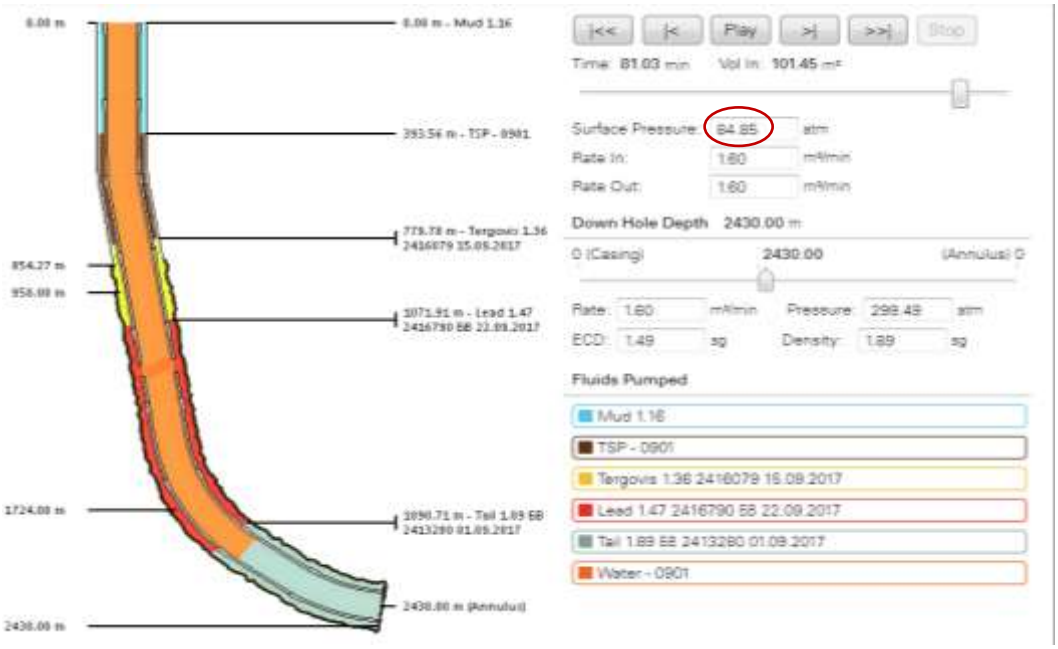


Рисунок 5 – Моделирование процесса продавки по проектным данным



Рисунок 6 – Моделирование процесса продавки по фактическим данным

Как видно из рисунка 6 в момент закачки 42 м^3 продавки (момент полной потери циркуляции) произошел значительный переподъем раствора в затрубном пространстве. При этом усредненный расчетный коэффициент кавернозности составляет 1,2, при том, что при проектировании цементирования он был принят равным 1,3-1,45.

По данным моделирования в этот момент прогнозируется гидроразрыв пласта (рисунок 7).

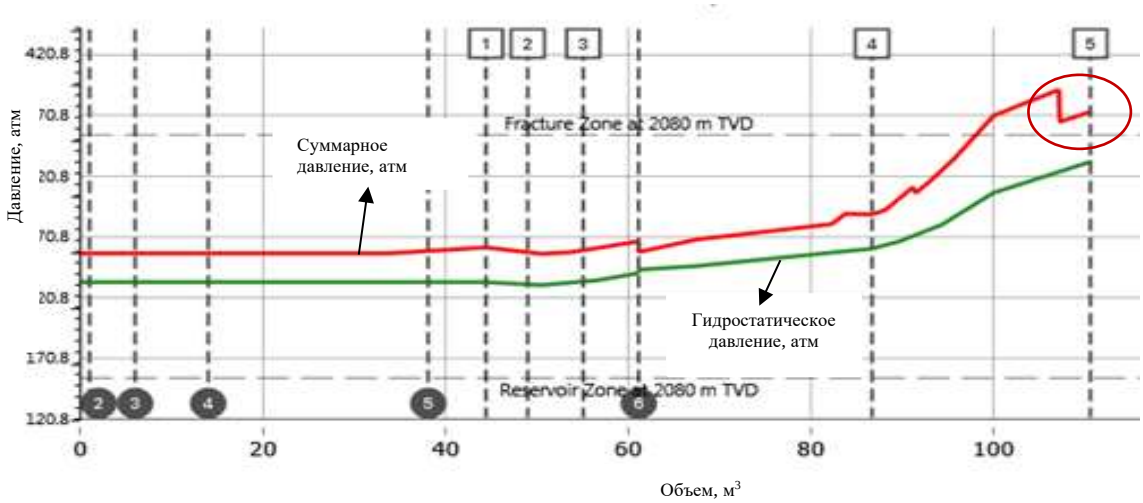


Рисунок 7 – График изменения эквивалентной циркуляционной плотности

После корретировки проектных данных по давлению гидроразрыва и коэффициенту кавернозности на Самотлорском месторождении были существенно снижены технологические риски, связанные с поглощениями в процессе цементирования эксплуатационных колонн. В 2019 году из проанализированных 131 скважины при цементирования эксплуатационных колонн поглощения были зафиксированы в 43 случаях, то есть доля цементирований с возникновением поглощений была снижена с 42% до 33%.

Таким образом, гидродинамическое моделирование на основе достоверных исходных данных является эффективным инструментом снижения технологических рисков при цементировании обсадных колонн.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015).
2. Методика оценки надежности крепи скважин (РД 39-1-1112-84). – М.: МНП, 1985. – 81 с.
3. Методика оценки качества крепления скважин на месторождениях Западной Сибири (РД 0147009-002-85). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1985. – 40 с.
4. *Григулецкий В.Г.* Новая методика оценки качества цементирования нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 9. – С. 39-41
5. *Балаба В.И.* Оценка соответствия при строительстве скважин // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 1. – С. 41-46.
6. *Булатов А.И.* Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра. – 1990. – 409 с.

Инерционно-вакуумный пылеуловитель, как высокоэффективный очистной аппарат
(Inertial-vacuum dust collector as a clean apparatus with high efficiency)

Шанулина Анастасия Олеговна
Студент
ФГБОУ ВО «Нижневартовский государственный университет»
Научный руководитель: старший преподаватель Мостовенко Л.В.

АННОТАЦИЯ

Создан и испытан новый аппарат, который позволяет достичь высокой эффективности улавливания тонкой пыли (93,7%). Методика исследования данного аппарата заключалась в моделировании течения запыленного потока в программном модуле ANSYS CFX. Для учета особенностей движения потока в аппарате проводились натурные испытания. После этого вводились корректировки в расчетную модель, что позволило выявить истинную эффективность аппарата.

ABSTRACT

A new apparatus has been created and tested, which allows to achieve high efficiency of fine dust capture (93,7%). The research technique of this apparatus was to simulate the flow of a laden flow in the ANSYS CFX software module. To take into account the flow features in the apparatus, field tests were carried out. After that, adjustments were introduced into the calculation model, which made it possible to reveal the real apparatus effectiveness.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Пылеуловитель, пылеочистка, высокая эффективность, запыленный поток.

KEYWORDS

Dust collector, dust cleaning, high efficiency, laden flow.

Инерционный способ очистки широко используется в области очистки дисперсных потоков химической промышленности. Эффективность новых инерционных аппаратов – не выше 70%.

Аппарат, представленный в данной статье – инерционно-вакуумный пылеуловитель (ИВП) [1,2] предназначен для очистки запыленных потоков с дисперсным составом частиц 1-40 и более микрон. Эффективность очистки потоков достигает 93,7%. Сопротивление аппарата – 660 Па.

Принцип работы ИВП заключается в следующем: запыленный поток входит в зону 4 (рис.1), движется навстречу рассекателю 9. При прохождении конфузорного участка 10 уже очищенный поток меняет свое направление на 360° и стремится на выход из аппарата. Тягу для работы пылеуловителя создает дымосос.

Очистка производится инерционно: часть частиц за счет приобретения на конфузорном участке большого количества кинетической энергии крупная пыль ударяется о кольца 12, расположенные на крестовине 13, теряет энергию и оседает в пылевом бункере 6. Более тонкая пыль в потоке газа движется по инерции вдоль профиля, создаваемого кольцами 12. В поворотной камере 8 мельчайшие частицы пыли теряют свою энергию и также, как и более тяжелые, оседают в бункере.

Особенностью данного аппарата, несмотря на его высокую эффективность, является низкое сопротивления устройства. Достигается это благодаря эффекту реламиниризации, осуществляющемся на рассекателе 9. Это позволяет снизить пульсации потока и тем самым снизить общее сопротивление установки.

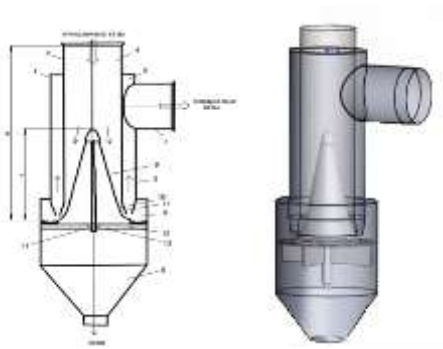


Рисунок 1. Инерционно-вакуумный золоуловитель:

1 – корпус , 2, 3 – цилиндрические обечайки, 4 – входной патрубок, 5 – канал для очищенных дымовых газов, 6 – золоприемная камера (ЗПК),7 – выходной патрубок, 8 – поворотная камера ПК, 9 –рассекатель, 10 – конфузорное выходное сопло, 11 – входной диффузорный участок, 12 - кольца , 13– удерживающая кольца крестовина, 14 - ось

Запыленный поток газа моделировался в программе ANSYS CFX. Данные исследований в ANSYS CFX проводились на этапе оценки влияния геометрических параметров установки на эффективность очистки аппарата. Итоговая конструкция аппарата запатентована[3], реализована в металле, установлена на Омской станции АО «ТГК-11» СП «ТЭЦ-4» г. Омска. На непроектном расходе дымовых газов данная конструкция показала 77% эффективности очистки.

Математическая модель гомогенного потока из расчета в ANSYS CFX приведена ниже.

Уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\rho U_j\right) = 0.$$

Уравнения движения:

$$\frac{\partial \rho U_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\rho U_i U_j\right) = -\frac{\partial p'}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\mu_{eff}\left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i}\right)\right] + S_M.$$

Уравнения *k*-ε модели:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\rho U_j k\right) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k}\right)\frac{\partial k}{\partial x_j}\right] + P_k - \rho\varepsilon + P_{kb};$$

$$\frac{\partial(\rho\varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\rho U_j \varepsilon\right) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon}\right)\frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j}\right] + \frac{\varepsilon}{k}\left(C_{\varepsilon 1}P_k - C_{\varepsilon 2}\rho\varepsilon + C_{\varepsilon 1}P_{kb}\right).$$

Уравнение для эффективной и суммарной вязкости:

$$\mu_{eff} = \mu + \mu_t\ ,\ \mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon}.$$

Смещение частицы рассчитывается с использованием прямого интегрирования Эйлера скорости частицы по временному шагу, δt. Таким образом, $\left(dx_p/dt\right) = U_p$, перемещение частицы записывается как

$$x_p^n = x_p^o + U_p^o \delta t.$$

Расчет массы частиц на входе и на выходе оценивается как $m = \rho_d \frac{\pi d^2}{6}$, где ρ_d – плотность частицы, а d – ее диаметр. Аналитическое решение уравнения импульса

частицы:

$$m_p \frac{dw_p}{dt} = F_D + F_B + F_R + F_{VM} + F_p + F_{BA},$$

где m_p – масса частицы, а F_{ali} принимается как сумма всех сил, влияющих на частицу, F_D – сила аэродинамического сопротивления; F_B – сила тяжести; F_R – сила, обусловленная вращательным движением; F_{VM} – сила, обусловленная ускорением частицы относительно газа; F_p – сила, обусловленная градиентом давления; F_{BA} – сила Бассе.

Основная сила, оказывающая влияние на улавливание частиц золы в пылеуловителе, это аэродинамическая сила.

Аэродинамическая сила сопротивления частицы пропорциональна скорости скольжения U_S между частицей и скоростью жидкости:

$$F_D = \frac{1}{2} C_D \rho_F A_F |U_S| U_S = \frac{1}{2} \frac{24}{\text{Re}} (1 + 0{,}15\text{Re}^{0{,}687}) \rho_\text{p} \text{A}_\text{p} |\text{U}_\text{F} - \text{U}_\text{P}| (\text{U}_\text{F} - \text{U}_\text{P}),$$

C_D – поправочный коэффициент сопротивления; ρ_F- плотность газовой составляющей потока, кг/м^3; A_F – площадь, занимаемая частицей, м^2; U_S – скорость скольжения, разность скорости потока U_F по отношению к скорости частицы U_p, м/с; Re-число Рейнольдса; ρ_p −плотность частицы, кг/м^3.

Аэродинамическая сила F_D пропорциональна значению числа Рейнольдса. Значение силы тяжести F_B не учитывается, т. к. поток частиц мелкодисперсен. Скорость оседания части из-за силы тяжести <0,1 м/с. Сила Кориолиса, возникающая при вращении частицы F_R, оказывает значительное влияние только при создании крупномасштабных вихрей. Сила градиента давления F_P, виртуальная массовая сила F_{VM}, сила Бассэ F_{BA} не учитываются по причине несущественности из-за отсутствия двухфазности газового потока.

Основным показателем, характеризующим работу аппаратов очистки газов от пыли, является степень очистки (эффективность обеспыливания), %:

$$\eta = \frac{m_{\text{ул}}}{\text{m}_{\text{вх}}} \cdot 100.$$

Гранулометрический состав золы Экибастузского угля, который использовался при проведении натурного эксперимента, изменяется по дифференциальной кривой распределения золы по рисунку 2. Средний медианный диаметр экибастузской золы 5 мкм.

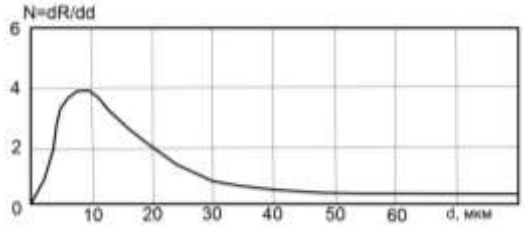


Рисунок 2 Дифференциальная кривая распределения частиц золы экибастузского угля по размеру

Ниже представлена иерархия развития конструкций инерционно-вакуумного

пылеуловителя (рисунок 3). Данный рисунок дает понять, что конструкция ИВП в том виде, в котором она представлена на рис. 1. Теоретически способна дать 99,5% эффективности улавливания.

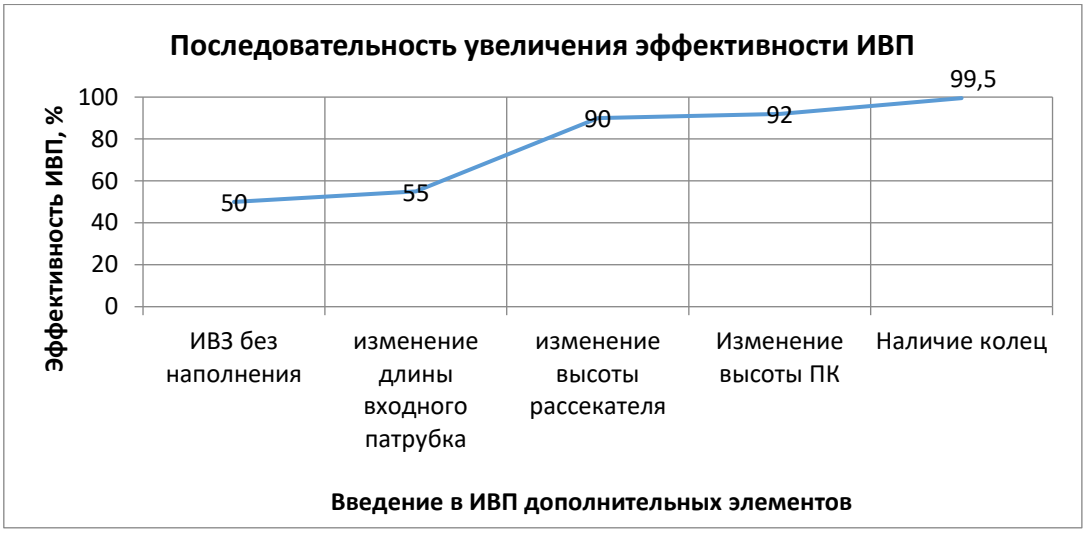


Рисунок 3 Последовательность увеличения эффективности ИВП

При отсутствии направляющего аппарата, поворотной камеры, колец степень улавливания частиц достигает 50 %. Все дополнительные элементы создают увеличение разрежения по ходу движения уходящих газов, но при этом позволяют увеличить эффективность улавливания установки. При перемещении входного патрубка выше эффективность улавливания увеличивается до 55 %.

Поскольку без дополнительных конструкций не удавалось значительно увеличить степень улавливания установки, было предложено введение рассекателя для уменьшения проходного сечения и равномерного увеличения скорости потока в установке. Рассекатель был заглублен для уменьшения сопротивления установки. Эффективность улавливания при этом возрастала до 90 %. Скорость выдерживалась на 64,5 м/с, скачков ее не было в связи с тем, что рассекатель способствует реламинаризации потока, т.е. по В. М. Кейсу явление, которое возникает в результате обратного перехода из турбулентного режима течения в ламинарный режим. Экспериментально наблюдается в сильно конфузорных потоках жидкости и газа при $\frac{\partial p}{\partial x} \ll 0$ и относительно небольшой шероховатости стенки (из теплотехнического справочника под редакцией В. Н. Юренева и П. Д. Лебедева без уточнения значений авторов).

Когда в конструкции ИВП была установлена поворотная камера (ПК), зола стала перемещаться туда по инерции после прохождения самого узкого участка проточной части установки. Далее под действием силы тяжести зола ссыпалась в золовой бункер.

Натурные испытания проводились в рамках методики испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных на золе Экибастузского месторождения (абразивная, мелкодисперсная зола) [4].

После натурного эксперимента были введены корректировки в расчетную модель. Произведен перерасчет эффективности улавливания на различные расходы входящих газов. На основании табличных данных можно сделать вывод о том, что достижение высокой эффективности улавливания на ИВП возможно в диапазоне изменения объемного расхода от 110000–150000 м^3/ч. Однако при увеличении объемного расхода газов увеличивается аэродинамическое сопротивление установки. Подобное можно

проверить лишь натурным экспериментом. Он покажет наличие явления реламиниризации, позволяющее снизить аэродинамическое сопротивление установки.

Таблица 1 Влияние изменения расхода на рабочие параметры ИВЗ второго поколения

Расчетные параметры	Порядковый номер эксперимента									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Объемный расход газов, тыс. м^3/ч	30	40	60	80	100	110	120	130	140	150
Массовый расход газов, кг/с	10,21	13,61	20,42	27,22	34,03	37,43	40,83	44,24	47,64	51,047
Массовый расход частиц, кг/с	0,58	0,778	1,17	1,56	1,94	2,14	2,33	2,53	2,72	2,927
Перепад давления на ИВЗ, Па	296,7	482	620	842	1050	1200	1326	1503	1720	2010
Эффективность улавливания, %	62	68	69,5	73	78	85	85,7	89	92	93,7
Скорость потока на входе, м/с	4,72	6,29	9,44	12,58	15,73	17,3	18,87	20,45	22,02	23,59
Максимальная скорость на конфузорном участке, м/с	36	40	44	58	65	78	86	92	96	102

Несмотря на то, что устройство испытано на дымовых газах с золой 1-40 мкм[5], тот же эффект можно достичь для иных дисперсных потоков с аналогичным дисперсным составом частиц и расходом газа. Чем выше расход газа в данном аппарате, тем больше скорость в конфузорном сечении, тем выше эффективность улавливания частиц в аппарате ИВП.

Выполнено при поддержке фонда Интер РАО и ОАО «ВТИ».

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Белоглазов В.П., Досалин Э. Х., Корсаков В. А. Инерционный* способ очистки газов. Проблемы, перспективы и стратегические инициативы развития теплоэнергетического комплекса: материалы Междунар. научно-практ. конф. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2011. С. 239–244.

2. *Белоглазов В. П., Корсаков В. А., Ченцов А. В*. Способы очистки отходящих газов, основанные на газодинамических эффектах, не применявшихся ранее в производстве. Сб. докладов II Междунар. конф. «Пылегазоочистка-2009». М.: ГК «Измайлово», 2009. С. 62–66.

3. Инерционно-вакуумный золоотделитель для дымовых газов: пат. 175570 Рос. Федерация / Л. В. Белоглазова, В.П. Белоглазов, В. Н. Градобоев. – № 2017100591; заявл. 12.01.2017; опубл. 11.12.2017, Бюл. № 35. – 3 с.

4. Методика испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных: РД 153-34.1-27.301-2001 : утвержден Деп. научно-техн. политики и развития РАО «ЕЭС России» 2001–30–09 : дата введения 2003–01– 01. – Москва: ОАО «ВТИ», 2001. 80 с.

5. *Мостовенко Л.В., Парамонов А.М.* Проведение исследовательских испытаний на инерционно-вакуумном золоотделителе. Промышленная энергетика. - 2019. № 12. С. 43–49.

Анализ статистических данных по отказам пунктов редуцирования газа. Расчет интенсивности отказов регуляторов давления газа
(Analysis of statistics on failures of gas reduction points. Calculation of the failure rate of gas pressure regulators)

Шарипов Айрат Альбертович
Аспирант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: к.т.н Ларионов С.В.

АННОТАЦИЯ

Проанализированы основные причины отказов пунктов редуцирования природного газа. Рассмотрена статистика по типам отказов различных моделей регуляторов давления газа. Рассчитана интенсивность отказов регуляторов давления газа. Продемонстрирована актуальность проблемы.

ABSTRACT

The main causes of failures of natural gas reduction points are analyzed. Statistics on the types of failures of various models of gas pressure regulators are considered. The failure rate of gas pressure regulators is calculated. The relevance of the problem is demonstrated.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Пункт редуцирования газа, регулятор давления, показатели надежности, интенсивность отказов.

KEYWORDS

Gas reduction point, pressure regulator, reliability indicators, failure rate.

Единая система газоснабжения России (ЕСГ) представляет собой совокупность различных подсистем, в состав которых входят газовые промыслы, компрессорные станции, магистральные газопроводы, подземные хранилища газа, газораспределительные станции и сети. Все элементы ЕСГ объединены единым гидравлическим режимом, обеспечивающим беспрерывность основных этапов добычи, транспорта, хранения и распределения природного газа.

Подсистему газораспределения можно назвать самой разветвленной и сложной подсистемой ЕСГ. В то же время данная подсистема является наиболее ответственным элементом, так как именно благодаря ее бесперебойному функционированию обеспечивается надежная поставка газа конечному потребителю.

Одними из основных элементов подсистемы газораспределения являются пункты редуцирования газа (ПРГ), в которых реализуется следующие задачи: очистка газа от механических примесей, снижение давления до требуемого и автоматическое поддержание его значения на заданном уровне вне зависимости от изменения входного давления и расхода газа потребителями, а также прекращение подачи газа потребителям в случае нештатных ситуаций.

Под надежностью подсистемы газораспределения понимается свойство, заключающееся в своевременной поставке необходимого количества газа потребителю с соблюдением всех требуемых технологических параметров в течении установленного периода времени.

Все факторы, влияющие на показатели надежности и безотказности подсистемы газораспределения, можно объединить в следующие группы:

- организационные (совершенство нормативно-технической и проектно-изыскательской документации на проектирование, строительство и эксплуатацию сетей газоснабжения);

- технологические (внедрение инновационных решений и методов на этапе проектирования, применяемые при строительстве материалы и оборудование, качество и номенклатура фасонных изделий и т.д.);

- эксплуатационных (квалификация и опыт работы обслуживающего персонала, достаточный объем запасных изделий, диагностического оборудования и т.д.).

Согласно ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация» существует ряд мероприятий по обеспечению мониторинга технического состояния ПРГ в процессе эксплуатации:

- технический осмотр (осмотр технического состояния);

- оценка технического состояния.

Осмотр технического состояния ПРГ осуществляется с целью обеспечения бесперебойного и безаварийного газоснабжения потребителей.

Периодичность проведения технического осмотра утверждается главным инженером газораспределительной организации (ГРО), но не реже одного раза в месяц. Основные работы при проведении технического осмотра:

- проверка загазованности помещения и утечек газа на газовом оборудовании ПРГ с помощью приборов или мыльной эмульсии;

- проверка по приборам входного давления газа, перепада давления на фильтре, соответствия фактического давления после регулятора заданному режиму работы, устойчивости работы регулятора, положения запорной арматуры;

- осмотр правильности положения молоточка и надежности сцепления рычагов предохранительно-запорного клапана.

- проверка работы электроосвещения, вентиляции и охранной сигнализации.

Оценка технического состояния проводится для определения возможности дальнейшей эксплуатации оборудования ПРГ.

Периодичность проведения устанавливается исходя из среднего срока службы оборудования, установленного изготовителем. Не менее чем за два года до истечения среднего срока службы обязана проводиться оценка технического состояния с расчетом величины риска и принятием решения о его допустимости.

Объем работ при проведении оценки технического состояния оборудования ПРГ, оформление результатов должны проводиться в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке.

Результаты работ по оценке технического состояния учитываются при рассмотрении решения о необходимости проведения технического обслуживания и капитального ремонта (замены) оборудования, определении срока и режима его дальнейшей эксплуатации или установления срока проведения технического диагностирования.

При проведении технического обслуживания оборудования ПРГ выполняются следующие основные работы:

- объем работ, выполняемый при техническом осмотре;

- осмотр и очистка газового фильтра;

- проверка работоспособности и соответствия параметров настройки предохранительной и защитной арматуры режимной карте;

- смазка подвижных элементов запорной арматуры (без разборки);

- проверка работоспособности средств измерений установкой стрелки на нулевое деление шкалы и (при необходимости) их замена;

- устранение выявленных дефектов и неисправностей.

Периодичность технического обслуживания ПРГ определяется следующим образом:

- один раз в шесть месяцев - при пропускной способности регулятора давления свыше 50 $м^3$/ч;

- один раз в год - при пропускной способности регулятора давления до 50 $м^3$/ч;

Текущий ремонт технических устройств проводится по результатам осмотра технического состояния и проведения технического обслуживания ПРГ, а также с учетом требований изготовителей оборудования, но не реже одного раза в три года.

В случае эксплуатации технических устройств свыше среднего срока службы, установленного изготовителем, текущий ремонт должен проводиться ежегодно.

При текущем ремонте должны выполняться следующие основные виды работ:

- замена изношенных деталей оборудования;

- восстановление окраски шкафов ПРГ, ограждений, газопроводов обвязки и технических устройств.

Капитальный ремонт проводится в сроки, установленные изготовителем оборудования. Объем работ, выполняемый при данном виде ремонта:

- замена неисправных технических устройств с изменением их характеристик;

- замена изношенных технических устройств с истекшим сроком эксплуатации.

Несмотря на достаточно большой объем выполняемых работ по поддержанию уровня надежности и безотказности ПРГ, полностью исключить нештатные и аварийные ситуации на данный момент не удается.

Подобного рода отказы связаны с многомиллионными потерями газораспределительных организаций, так в среднем отказ одного ПРГ обходится ГРО в 50 тыс. рублей. Но стоит обратить внимание на то, что помимо финансовой стороны отказа, существует и социальная, которая в свою очередь является более серьезной и не восполняемой.

В данной работе предлагается рассмотреть вопрос влияния технического состояния объектов газораспределительных сетей (в первую очередь регуляторов давления) на периодичность их обслуживания.

В таблице 1 представлены результаты анализа статистических данных по отказам оборудования ПРГ за период с 2017г по 2019г в газораспределительной организации, количество потребителей которой составляет порядка 7,3 млн человек.

Таблица 1. - Количество отказов оборудования ПРГ

Количество отказов по типам оборудования ПРГ, шт.					Кол-во отказов за год, шт.
Год	Предохранительно-запорное устройство (ПЗК)	Предохранительно-сбросное устройство (ПСК)	Фильтр	Регулятор давления	
2017	2	2	2	42	48
2018	6	0	0	38	44
2019	2	1	0	35	38

По таблице 1 видно, что наибольший удельный вес приходится на отказы регуляторов давления газа, следовательно, узел редуцирования в ПРГ является «тонким» элементом, который требует более тщательного изучения.

На рисунках 1,2 представлены результаты обработки данных по отказам регуляторов давления газа с классификацией по типам отказов (в процентах от общего числа отказов) и моделям регуляторов.

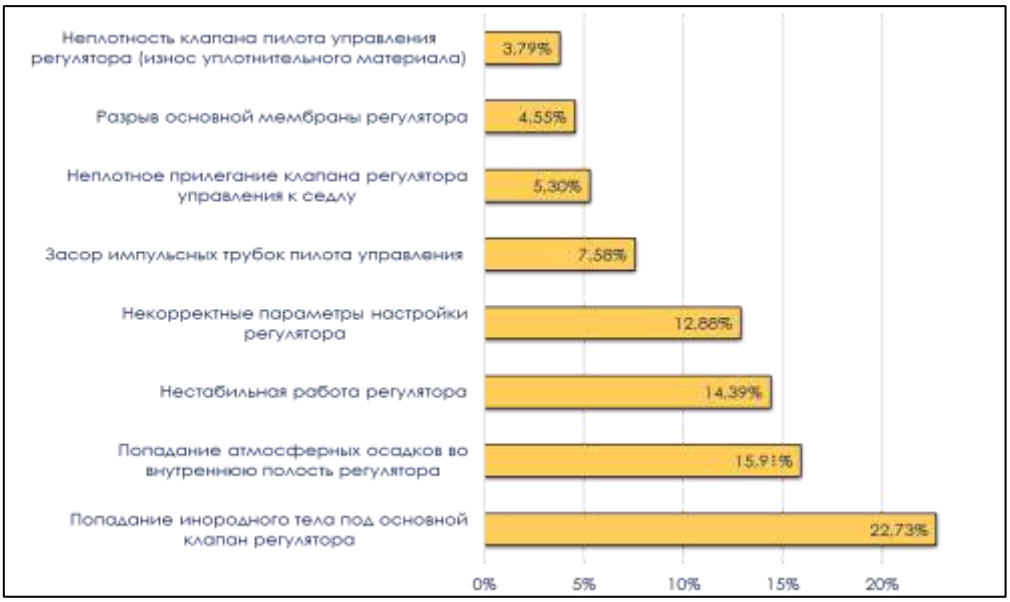


Рисунок 1 - Данные по типам отказов регуляторов давления газа

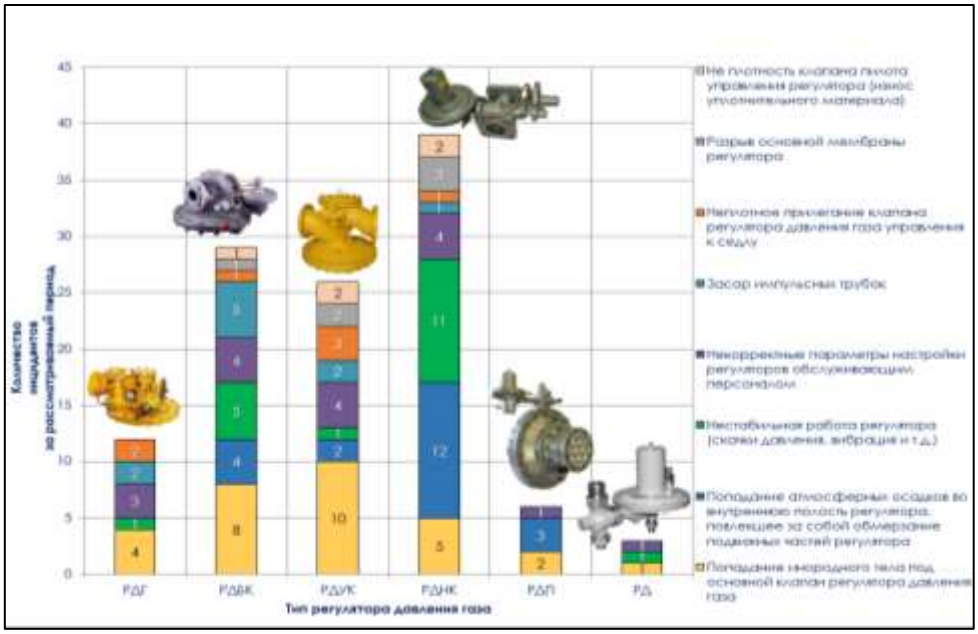


Рисунок 2 - Данные по отказам газораспределительной организации с учетом модели регулятора давления газа

Таким образом, с учетом результатов анализа статистических данных по отказам можно сделать вывод о необходимости определения показателей надежности оборудования ПРГ с целью дальнейшего их применения при решении проблемы повышения уровня надежности подсистемы газораспределения в целом.

В рамках первого приближения по определению показателей надежности ПРГ возможно рассчитать показатель безотказности регулятора давления газа, а именно интенсивность отказов. Под интенсивностью понимается условная плотность вероятности возникновения отказа объекта, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник. Данный параметр определяется как отношение числа объектов, отказавших в единицу времени, к среднему числу объектов, исправно работавших на рассматриваемом промежутке времени, рассчитывается по следующей формуле [1]:

$$\lambda = \frac{\Delta n(t, \Delta t)}{N(t)\Delta t}, \quad (1)$$

где $N(t)$ – число объектов, исправных к моменту времени t, *шт*; $n(t)$ – число объектов, отказавших к моменту времени t, *шт*; $\Delta n(t, \Delta t)$ – число объектов, отказавших именно в интервале времени $[t, t + \Delta t]$, *шт.*

Далее проводятся расчеты по определению интенсивности отказов для регуляторов давления газа для периода, который рассматривался при анализе причин отказов, результаты вычислений представлены в таблице 2.

Таблица 2. - Количество отказов оборудования ПРГ

Модель регулятора	Количество отказов, шт.	Количество регуляторов на балансе ГРО, шт.	Значение интенсивности отказов, 1/год
РДГ	12	2752	$1{,}4599 \cdot 10^{-3}$
РДБК	29	3937	$2{,}4736 \cdot 10^{-3}$
РДУК	26	1662	$5{,}2975 \cdot 10^{-3}$
РДНК	39	3650	$3{,}6001 \cdot 10^{-3}$
РДП	6	2123	$0{,}9447 \cdot 10^{-3}$
РД	3	659	$1{,}5244 \cdot 10^{-3}$

Таким образом можно сделать вывод о том, для регуляторов типа РДУК присутствует необходимость в изменении периодичности проведения технического осмотра и обслуживания, так как именно у этого типа регулятора давления газа достаточно высокое значение интенсивности отказов по сравнению с аналогичным оборудованием ПРГ. В дальнейшем возможно определение других показателей надежности системы в целом, таких как коэффициент оперативной готовности и т.д., с целью улучшения качества технического обслуживания и мониторинга состояния оборудования сетей газораспределения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Фастов Л.М., Медведева О.Н., Соловьева Е.Б.,* Надежность систем газоснабжения: монография, Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2012, 148 с.
2. ГОСТ Р 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. - М.: Стандартинформ, 2013. – 98 с.
3. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения. - М.: Стандартинформ, 2016. – 63 с.

Проблемы эксплуатации ультразвуковых счетчиков и пути их решения
(Problems of operation of ultrasonic meters and ways to solve them)

Шаталов Роман Эдуардович
Приборист 6 разряда службы КИПиА, АСУ ТП и М
ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Москва» Белгородское ЛПУМГ

АННОТАЦИЯ

Кратко описаны основные методы учета газа на газотранспортных предприятиях с указанием недостатков каждого из них. Проведен анализ преимуществ и недостатков практического применения ультразвуковых расходомеров газа на примере расходомера типа Turbo Flow UFG-F. Описаны возможности повышения точности измерения расхода газа ультразвуковыми расходомерами.

ABSTRACT

The main methods of gas metering at gas transmission enterprises are briefly described, indicating the shortcomings of each of them. The analysis of the advantages and disadvantages of the practical application of ultrasonic gas flow meters is carried out using the example of a Turbo Flow UFG-F flow meter. The possibilities of increasing the accuracy of measuring the gas flow rate by ultrasonic flow meters are described.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Ультразвуковой метод, расходомер, анализ преимуществ и недостатков, Turbo Flow UFG-F, практическое применение, повышение точности измерения.

KEYWORDS

Ultrasonic method, flow meter, analysis of advantages and disadvantages, Turbo Flow UFG-F, practical application, improving measurement accuracy.

В современных реалиях эксплуатации газотранспортной системы России сложно переоценить важность непрерывного и точного учета транспортируемого газа. От данного процесса зависят не только экономические аспекты между потребителем голубого топлива и организацией-поставщиком, но и безопасность и экологичность всего газотранспортного производства. Проблема точного и бесперебойного определения расхода транспортируемого газа решается с помощью применения различных измерительных систем и устройств.

В филиалах ООО «Газпром трансгаз Москва» применяются несколько методов и соответствующих им средств измерения расхода газа, основные из которых:

- метод переменного перепада давления (УСБ), который основан на зависимости перепада давления, создаваемого устройством, установленным в трубопроводе, от расхода измеряемого газа (основными недостатками которого являются малый динамический диапазон измерения расхода газа, не более 1:10, а также необходимость больших длин прямых участков перед расходомером);

- объемный метод измерения расхода газа, а именно турбинные расходомеры различного диаметра рабочей зоны, где под воздействием потока газа колесо турбины внутри расходомера приводится во вращение, число оборотов которого прямо пропорционально протекающему объему газа (основной недостаток данного типа расходомеров - наличие динамической погрешности в прерывистом (пульсирующем) режиме работы ГТС и высокая восприимчивость элементов конструкции счетчика к данным пульсациям);

- ротационные и диафрагмальные счетчики газа, которые также относятся к объемному методу учета, применяются в основном для учета газа на собсвтенные нужды предприятия (недостатки - высокий уровень шума при работе и необходимость в высокой степени очистки измеряемого газа, для диафрагмальных – возможность работы только при низком давлении до 0,05 МПа).

В связи с постоянно возрастающими требованиями к точности и универсальности измерения расхода газа было принято решение об использовании на объектах ООО «Газпром трансгаз Москва» ультразвуковых приборов учета газа. Данный метод учета транспортируемого продукта зарекомендовал себя точным, прогрессивным и, что немаловажно, надежным методом по сравнению с другими.

Ультразвуковыми расходомерами называют расходомеры, принцип работы которых основан на прохождении ультразвуковой волны через поток жидкости или газа. Метод основан на факте, что ультразвуковому сигналу, направленному против движения потока, для прохождения расстояния от излучателя до приемника требуется больше времени, чем сигналу, направленному по ходу движения потока. Ультразвуковые расходомеры работают в диапазоне частот от 20кГц до 1000 МГц.

На объектах ООО «Газпром трансгаз Москва» Белгородское ЛПУМГ установлено несколько ультразвуковых расходомеров типа Turbo Flow UFG-F (рисунок 1) [1]. Принцип работы расходомера серии Turbo Flow UFG основан на сканировании измеряемого потока газа высокочастотными ультразвуковыми импульсами. Блок управления измеряет разность времени прохождения сигналов по потоку газа и против потока, которая пропорциональна скорости потока. Измеренная величина преобразуется в объемный, массовый расход газа и объем газа приведенного к стандартным условиям с учетом измеренных значениях давления и температуры. Высокая стабильность и повторяемость измерений обеспечивает класс точности не хуже 1%. В конструкции расходомера не применяются подвижные части, в связи с чем обеспечивается высокая надежность расходомера.



Рисунок 1 – Общий вид ультразвукового расходомера Turbo Flow UFG

Преимущества применения ультразвукового метода посредством использования расходомера Turbo Flow UFG: высокая точность измерений (погрешность измерений до 1%); широкий динамический диапазон (1:200); измерение потока в обоих направлениях; отсутствие потерь давления за счет полного проходного диаметра.

В ходе практической эксплуатации ультразвукового расходомера данного типа был выявлен ряд источников погрешностей учета газа. В первую очередь это наличие в газовом потоке трубопровода механических примесей и жидких включений различной дисперсности, которые создают значительные помехи в измерительном сигнале, а также паразитные акустические сигналы от функционирующего на объекте технологического оборудования (вибрация трубопровода, шум газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций и понижающих давление редукторов и т.д.). С течением времени поверхности ультразвуковых преобразователей внутри расходомера покрываются смолистыми и парафиновыми отложениями, которые снижают соотношение сигнал-шум. Для уменьшения влияния данного вида загрязнений на точность вычисления ультразвукового прибора целесообразно применить методы поиска нужного ультразвукового цуга волн среди остальных возникающих паразитных акустических волн, вызванных описанными явлениями. Согласно научно исследовательским работам конструкторского бюро ООО НПО «Турбулентность-Дон» [2] успешно применяются аппаратные и программные методы решения этой задачи.

В качестве аппаратного метода борьбы с неточностью измерения расхода газа для подавления сигнала акустических помех в усилительный тракт преобразователя расхода вводится каскад активного фильтра верхних частот с частотой среза порядка 120 кГц. Данный фильтр практически не ослабляет полезный измерительный сигнал с рабочей частотой 125 кГц, но эффективно подавляет сигнал помехи с частотой порядка 30 кГц и ниже (рисунок 2).

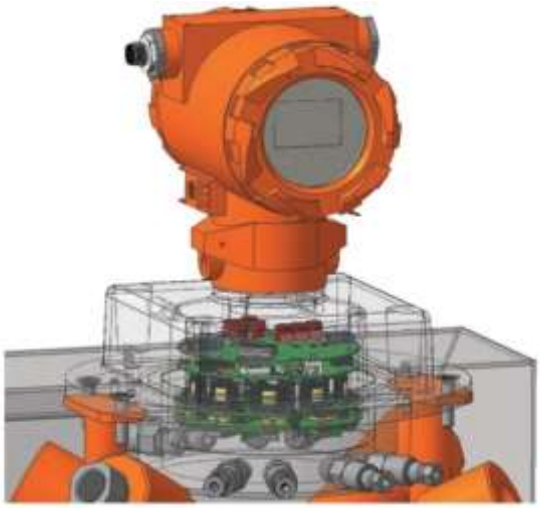


Рисунок 2 – Модель расположения плат в ультразвуковом расходомере Turbo Flow UFG

Программным методом устранения помех является разработанный [2] алгоритм цифровой фильтрации и поиска информационного сигнала в УЗ преобразователях расхода серии Turbo Flow UFG-F, который основан на поиске информационного сигнала посредством анализа экстремумов корреляционной функции, которая характеризует связь между эталонным и измеренным сигналом с помощью математического аппарата.

Не менее весомым источником погрешностей при замере расхода газа ультразвуковым расходомером является неправильный учет профиля скоростей потока. Эта погрешность возникает от неравенства средней скорости потока измеряемого вещества средней скорости по пути перемещения акустических колебании, или же, проще говоря, от неравномерности профиля скоростей в измеряемой зоне. Это неравенство учитывают поправочным коэффициентом, определить точное значение которого затруднительно. Поэтому для выравнивания профиля скоростей на практике используют прямые участки различной длины перед расходомерами для стабилизации

потока газа и выравнивания профиля скоростей, также для этой цели могут применятся струевыпрямители различного типа исполнения, которые устанавливаются перед расходомером.

Для оценки неравномерности профиля скоростей внутри рабочей зоны ультразвукового расходомера, и, как следствие, оценки степени погрешности измерения, возможно применения методов программного моделирования газового потока в измерительном трубопроводе с помощью программного пакета ANSYS (рисунок 3). С помощью данной модели, создавая геометрию различных местных сопротивлений с помощью CAD редакторов (повороты трубопровода, газовые фильтры, регуляторы давлений, струевыпрямители, сужения трубопровода и т.д.), можно более детально оценивать характеристики газового потока внутри измерительного трубопровода и как следствие степень погрешности измерений ультразвуковых расходомеров.

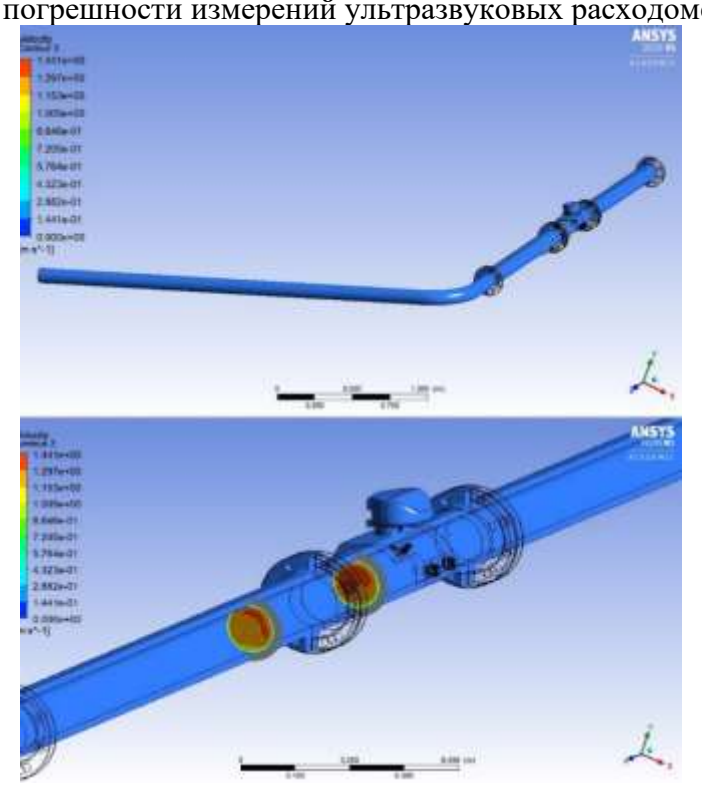


Рисунок 3 – Результат программного моделирования газодинамики в трубопроводе

В ультразвуковых расходомерах серии Turbo Flow UGF-F реализована функция самодиагностики, которая позволяет контролировать параметры работы самого расходомера, так и параметры проходящего через него потока газа. Эта функция является уникальной особенностью ультразвукового учета газа, которая помогает эксплуатирующему персоналу газотранспортного предприятия ООО «Газпром трансгаз Москва» более детально оценивать стабильность работы ультразвукового расходомера, а также дает дополнительную информацию о потоке транспортируемого газа.

В ходе работы расходомера постоянно отслеживаются отклонения измеренной скорости звука на луче от средней скорости звука, соотношение сигнал/шум, а так же настройки усиления сигнала (рисунок 4). Если эти величины превышают установленные пороговые значения, генерируется сигнал предупреждения «Внимание» или сигнал аварии «НЕНОРМА» (в зависимости от отклонения величины), которые выводятся на экран ППК (промышленный персональный компьютер). Каждому отклонению какого-либо из параметров работы расходомера соответствуют определенные причины, которые следует устранить для корректной работы счетчика [1, стр. 61].

Эксплуатирующий персонал имеет возможность сохранять архивы полученных данных потока и данные работы расходомера в архивах за определенный выбранный период времени, а также сравнивать его с шаблоном данных идеальной работы расходомера, который может быть загружен в ППК либо сохранен при условии стабильной работы расходомера и параметров в пределах нормы.



Рисунок 4 – Состояние параметров работы ультразвукового расходомера Turbo Flow UFG-F

ЛИТЕРАТУРА:

1. Расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG-F - Руководство по эксплуатации, 2019. 5-14 с, 60-63 с,;

2. Решения, обеспечивающие метрологическую и эксплуатационную надежность ультразвуковых расходомеров Turbo Flow UFG / Р.И. Соломичев, А.Н. Слонько – Сфера. Нефть и газ 2019, с 120-125;

3. Ультразвуковой метод измерения расхода/ Электронный ресурс – Режим доступа: https://eno-tek.ru/blog/teplo-blog/ultrasonic-method (дата обращения: 01.03.20).

Адаптация технологических подходов при освоении скважин объекта $Ач_6$ Имилорского месторождения

(Adaptation of technological approaches in the development of wells at the Ach6 facility of the Imilorskoye field)

Шкандратов Егор Викторович
Инженер 2 категории
Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Научный руководитель: главный специалист ЦТРМ Бухаров А.В.

АННОТАЦИЯ

Объектом исследований являются особенности подходов к разработке объекта $Ач_6$ с применением методов интенсификации, таких как гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Цель работы – проанализировать особенности подхода ГРП, многозонного ГРП (МГРП) и выдать рекомендации для дальнейших опытно-промысловых работ (ОПР) на данном месторождении.

Проведена оценка эффективности внедрения двух- и трехстадийного ГРП в условиях низкопроницаемого коллектора объекта $Ач_6$ Имилорского месторождения.

В процессе работы производился анализ эффективности применяемых методов ГРП, поиск оптимальной технологии для объекта $Ач_6$.

ABSTRACT

The object of the study is peculiar features of approaches on development of Ach6 facility with the use of stimulation methods, such as fracturing.

The aim of the study is to analyze peculiar features of the fracturing (multistage fracturing) approach and provide recommendations for further pilot operations at this field.

Efficiency of 2- and 3-stage fracturing under conditions of low-permeability reservoir of Ach6 facility of Imilorskoye field was assessed.

In the course of study the efficiency of applied fracturing methods was analyzed and an optimum technique for Ach6 facility was searched for.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Двух- и трехстадийные ГРП, переориентация трещины, трудноизвлекаемые запасы (ТрИЗ), горизонтальный участок, высокие темпы снижения дебита жидкости.

KEYWORDS

Two- and three-stage fracturing, fracture reorientation, hard-to-recover reserves (HTR), horizontal section, high rates of fluid flow rate reduction.

Опыт проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) в скважинах, пробуренных на продуктивные объекты ачимовских отложений Имилорского месторождения, имеют особое значение, так как в них сосредоточено более 70 % от суммарных запасов нефти всего месторождения. Ачимовские отложения представляют собой достаточно сложную, литологически изменчивую толщу часто чередующихся песчаных алевролитов и глинистых пород. Пласты неравномерно выдержаны по площади и характеризуются высокой степенью глинизации. Песчаные тела в ачимовской толще приурочены к фондоформной части региональной клиноформы $БС_{11}$ (рисунок 1), склоновые фации имеют в основном глинистый состав, в результате чего пласты-коллекторы с востока ограничены сплошной линией глинизации у подножия склона.

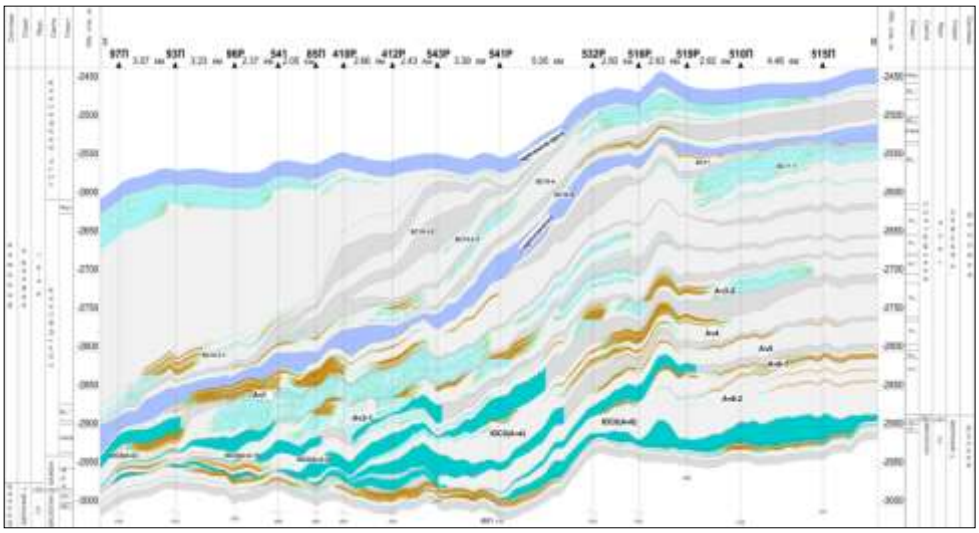


Рисунок 1. Схематический геологический разрез через Имилорское месторождение

Коллекторские свойства пластов ачимовской толщи в целом низкие: пористость – 14-18 %; проницаемость – в пределах 0,3-13 мД. Самыми низкими фильтрационно-емкостными свойствами отличается пласт Ач$_6$. Большая часть коллекторов имеют пористость 15 %, проницаемость в среднем составляет 0,4 мД, эффективная нефтенасыщенная толщина – 7,9 м. Проектными решениями на период опытно-промышленной эксплуатации предусмотрена организация площадной комбинированной системы разработки на основе однорядной, строительство наклонно-направленных (ННС) и горизонтальных скважин (ГС). В наклонно-направленных скважинах – проведение ГРП, в горизонтальных – МГРП.

На текущий момент, в качестве метода интенсификации, ГРП выполнен на 14 скважинах, в том числе в трех разведочных и в четырех с горизонтальным окончанием (с различным количеством портов МГРП и типом заканчивания). Участок представлен на рисунке 2.

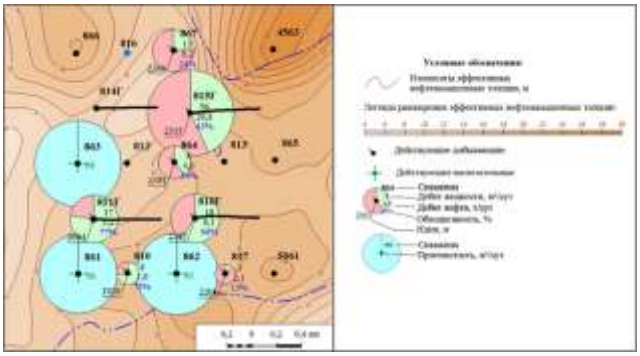


Рисунок 2. Выкопировка из карты текущего состояния разработки в районе скв. 62Р

На залежи Ач$_6$ ГРП в ННС выполнен на 10 скважинах. В качестве примера рассмотрим ГРП на скважине № 817, выполненный в октябре 2017 года.

Пласт, вскрытый скважиной, относится к типовым (рисунок 3), имеет общую мощность 55 м, эффективную нефтенасыщенную толщину – 16,4 м, песчанистость – 0,32 д. ед., пористость – 16,7 %, проницаемость – 0,8 мД, нефтенасыщенность – 0,4 д. ед. Перфорацией вскрыто порядка ¾ мощности пласта Ач$_6$.

ГРП выполнен в штатном режиме (произошел незначительный сбой на заключительной стадии, не оказавший влияние на успешность мероприятия), в пласт

закачано 60 т проппанта при среднем расходе 3,4 м^3/мин и максимальной концентрацией 1100 кг/м^3 (рисунок 4).

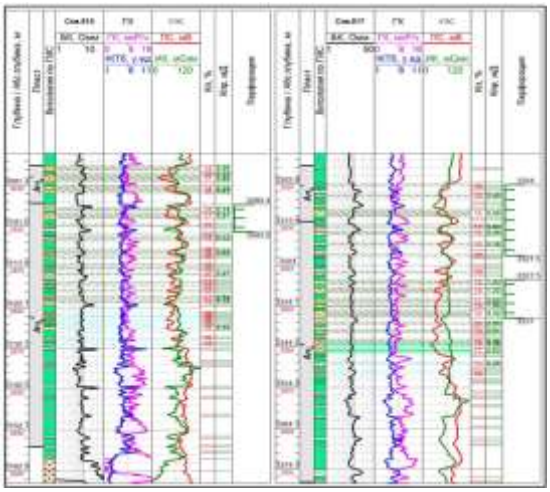


Рисунок 3. Геологический разрез по наклонно-направленным скважинам № 817 и № 810

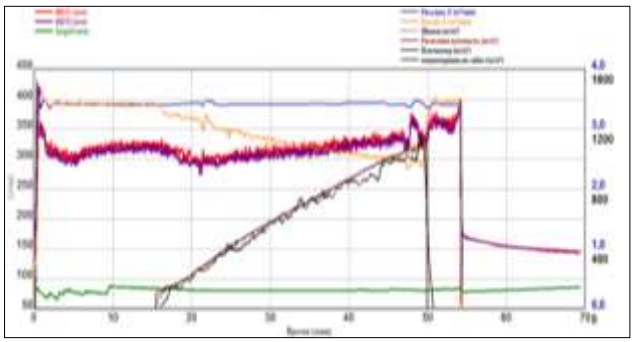


Рисунок 4. График проведения ГРП по скважине № 817 Имилорского месторождения

После освоения скважина была запущена в работу с дебитом жидкости (Qж) 32 м^3/сут. В течение первого месяца скважина переведена в периодический режим эксплуатации по причине снижения динамического уровня ниже 2200 м (рисунок 5). Как следствие, дебит жидкости снизился в 2 раза и на текущий момент составляет 3,7 м^3/сут.

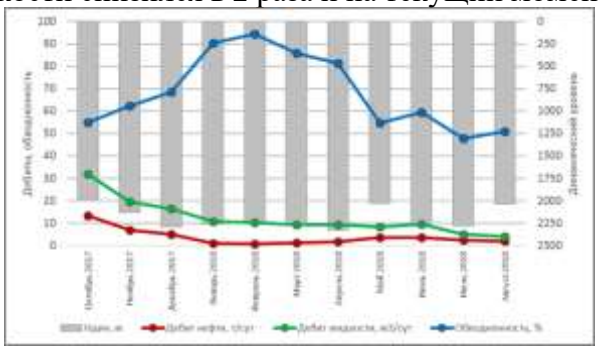


Рисунок 5. Эксплуатационная карточка по скважине № 817 Имилорского месторождения

Аналогичная ситуация наблюдалась и по остальным ННС. Как видно из рисунка 6, дебиты вводимых скважин не превышали 10-25 м^3/сут и в течение 2-3 месяцев снижались в 2,5-3 раза по причине резкого снижения забойного давления (динамические уровни (Ндин) снижались до 2000 м и ниже). Все это свидетельствует о том, что ГРП в ННС не обеспечивают образование обширной сети трещин в пласте и зона дренирования скважин имеет незначительные размеры.

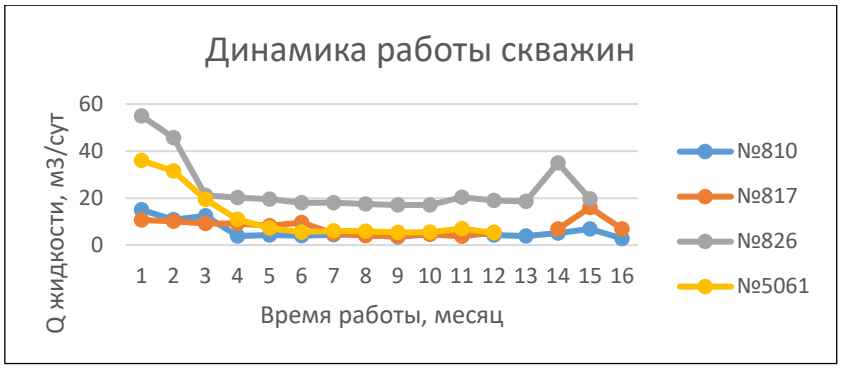


Рисунок 6. Динамика дебитов жидкости по ННС

Горизонтальные скважины с МГРП. Дальнейшее освоение участка продолжилось вводом горизонтальных скважин № 811Г и № 818Г с МГРП. Все скважины данного участка с горизонтальным окончанием по проекту имеют трехколонную конструкцию, с зацементированным заколонным пространством от устья до забоя. Горизонтальный участок представлен колонной диаметром 146 мм, в которой производится вскрытие интервала гидропескоструйным перфоратором (ГПП), с последующим проведением ГРП. После очередной стадии ГРП интервал отсыпается проппантом, нарезается новый и так далее.

Имеется принципиальное различие в траекториях проводки скважин, заключающееся в том, что по скважине № 811Г она осуществлена по верхней пачке $Ач_6^1$ (рисунок 7), тогда как у скважины № 818Г профиль имеет нисходящий характер от кровли $Ач_6^1$ до последней трети $Ач_6^2$ (рисунок 8).

При проектировании дизайнов ГРП в скважине № 811Г были учтены ограничения по развитию трещины в вышележащий пласт $Ач_5$ (глинистая перемычка между $Ач_6$ и $Ач_5$ порядка 10 м). С учетом данных ограничений масса проппанта на интервал ГПП составила 12 т, расход – 2,8 $м^3$/мин, максимальная концентрация – 900 $кг/м^3$.

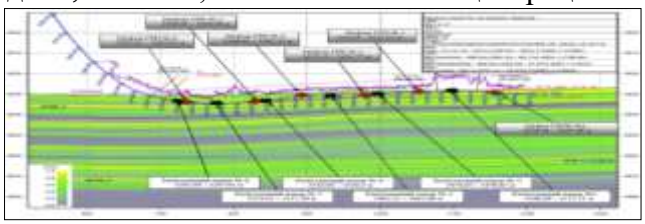


Рисунок 7. Схема проводки горизонтальной скважины № 811Г

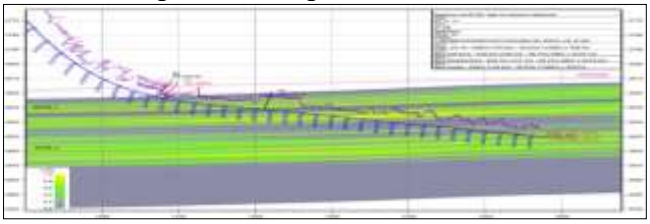


Рисунок 8. Схема проводки горизонтальной скважины № 818Г

По скважине № 818Г при проектировании дизайнов ГРП масса проппанта на каждый интервал ГПП планировалась с учетом наличия ниспадающего профиля проводки, поэтому она варьирует в диапазоне от 6 т в «носке» (масса проппанта снижена из-за рисков ухода ниже линии ВНК) до 50 т в «пятке». Расход варьирует в диапазоне от 2,8 до 3,4 $м^3$/мин, максимальная концентрация – от 500 до 900 $кг/м^3$. По части интервалов воздействия различие максимальной концентрации в сторону уменьшения объясняется

тем, что по результатам проведения мини-ГРП вносились изменения в графики закачки и корректировки базового дизайна в связи с рисками получения осложнений.

Анализ работы показал, что ГС с МГРП позволили получить входные Qж 87,8 и 72,6 м^3/сут, что в 3-5 раз выше, чем по большинству ННС (рисунок 9).

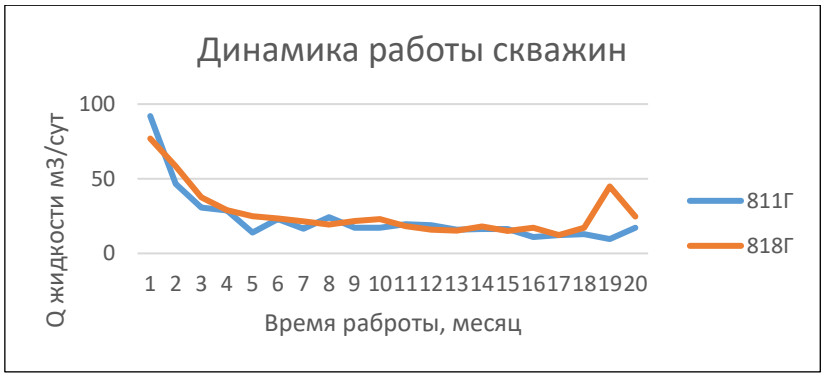


Рисунок 9. Динамика работы скважин 811Г и 818Г

В то же время необходимо констатировать, что и для горизонтальных скважин отмечаются довольно высокие темпы падения дебитов жидкости по причине снижения Ндин. В течение 3 месяцев дебит жидкости, относительно запущенного, снизился в 2-3 раза и впоследствии скважины перешли в периодический режим эксплуатации.

Более высокие дебиты жидкости ГС с МГРП, по отношению к ННС, свидетельствуют о создании в них более обширной сети искусственных трещин, обеспечивающих увеличение охвата пласта и площади притока в скважину. В то же время системы трещин сконцентрированы локально в зонах развития двух полукрыльев трещин и не обеспечивают площадного охвата пласта. Как итог – высокие темпы падения дебитов жидкости.

Таким образом, после первого этапа разбуривания объекта Ач$_6$ и получения неудовлетворяющих ожидаемым результатов в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств при большой мощности коллектора нами была сформулирована комплексная задача по решению следующих основных проблем:

1. Высокие темпы снижения дебита жидкости скважин после запуска в работу.
2. Низкая эффективность от применения стандартных подходов к планированию ГРП, а именно недостаточный охват продуктивного пласта системой создаваемых трещин с двумя полукрыльями.

Многими отечественными и зарубежными специалистами уже длительное время обсуждается возможность переориентации трещины при проведении повторных ГРП [1, 2]. Теория переориентации трещины опирается на изменении напряженного состояния пород, вызванного снижением или повышением пластового давления. Отборы жидкости из скважины после первого ГРП приводят к локальному изменению пластового давления, радиус дренирования принимает форму эллипса вдоль созданной гидравлической трещины. Снижение пластового давления в этой зоне приводит к снижению максимального горизонтального напряжения (параллельного созданной трещине) быстрее, чем минимального. Если изменения достаточно велики, то первоначальное направление минимального горизонтального напряжения становится новым направлением максимального напряжения внутри эллиптической зоны сниженного пластового давления. В таком случае, при проведении повторного ГРП развитие трещины будет происходить перпендикулярно направлению первоначальной, пока не достигнет границы истощенной зоны, где изменит свое направление на 90° (рисунок 10).

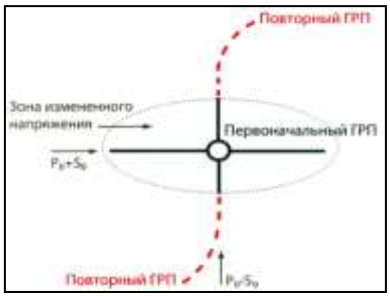


Рисунок 10. Условная схема переориентации азимута развития трещины повторного ГРП

Первоначально предполагалось изменять напряженность породы за счет насыщения выработанных высокопроницаемых каналов жидкостью разрыва с последующим проведением повторного гидроразрыва. В таком случае инициация разрыва должна происходить по менее проницаемым каналам, обладающим меньшим напряженным состоянием относительно насыщенных высокопроницаемых каналов.

Начиная с 2014 г. успешно опробована и получила широкое применение технология двухстадийных ГРП. После первой стадии ГРП производится технологический отстой (1-2 часа), необходимый для смыкания трещины, затем проводится закачка второй пачки проппанта в объеме 60-70 % от общей массы. Изменение напряжения горных пород после первой стадии приводит к инициации второй трещины в несколько ином азимутальном направлении [3].

С 2016 г. данная технология [4] опробована в скважинах из бурения с горизонтальным окончанием на Южно-Выинтойском месторождении, при этом посредством микросейсмического мониторинга процесса ГРП зафиксирован факт переориентации трещин ГРП (рисунок 11) относительно друг друга на угол порядка 15-30°.

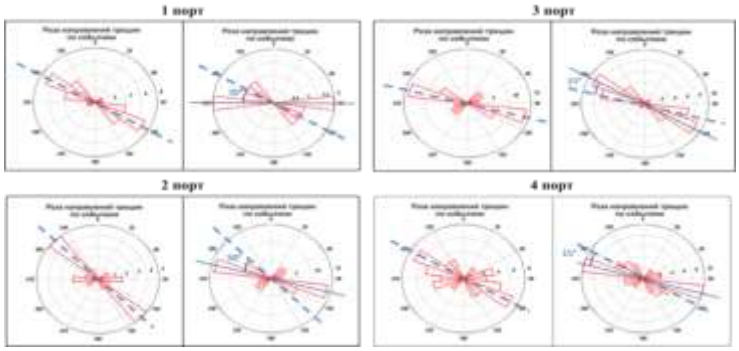


Рисунок 11. Результаты микросейсмического мониторинга ГРП в скважине № 1292Г Южно-Выинтойского месторождения

Технология двухстадийных ГРП явилась прототипом решения для поставленной задачи. В идею легло увеличение количества стадий на интервал воздействия.

Принцип предложенной технологии для внедрения на объекте $Ач_6$ Имилорского месторождения заключается в поочередном двух- и трехстадийных ГРП (рисунок 12) на каждый интервал воздействия, что позволяет в совокупности получить сеть трещин и тем самым кратно увеличить охват и площадь дренирования.

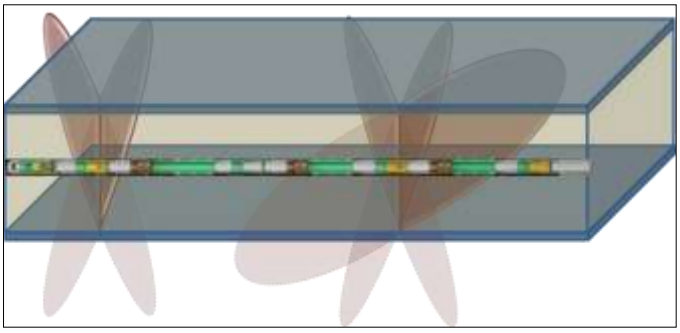


Рисунок 12. Схематическое изображение двух- и трехстадийных ГРП в горизонтальной скважине

Данный технологический подход можно модифицировать за счет увеличения числа стадий до четырех и более на каждый интервал, при этом работы можно проводить в горизонтальных скважинах из бурения при любой спускаемой компоновке (шаровая система, ГПП, сдвижные или разрывные муфты), в том числе он применим в наклонно-направленных скважинах. Основное применение – низкопроницаемый коллектор с достаточной эффективной толщиной, где стандартные технологии ГРП имеют низкую эффективность.

Первая опытная работа была проведена в скважине № 815Г с девятью интервалами ГПП по 2 метра, профиль проводки горизонтального участка представлен на рисунке 13. В нечетных интервалах ГРП проводился в три, в четных интервалах – в две стадии. Масса проппанта при трехстадийных ГРП – 15+20+20 т, при двухстадийных ГРП – 20+30 т.

Типовой график процесса проведения ГРП для нечетных интервалов ГПП представлен на рисунке 14, для четных – на рисунке 15. Фактически осложнения возникли только при проведении ГРП в пятом интервале, где произошел критический рост давления при продавке на второй стадии. При этом проппант продавили в полном объеме, однако, пришлось отказаться от проведения третьей стадии из-за рисков получения СТОП.

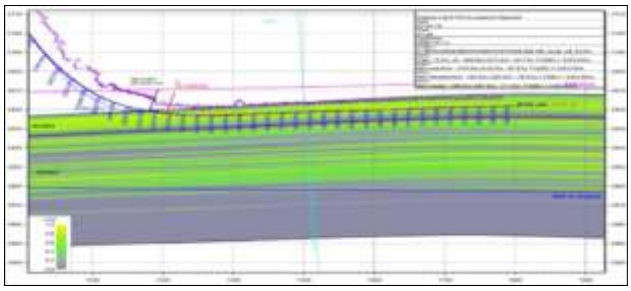


Рисунок 13. Схема проводки горизонтальной скважины № 815Г

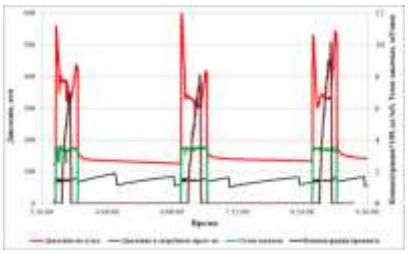


Рисунок 14. График проведения ГРП на нечетном интервале ГПП по скважине № 815Г

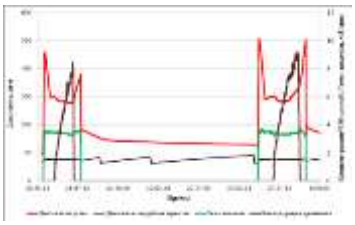


Рисунок 15. График проведения ГРП на четном интервале ГПП по скважине № 815Г

Скважина запущена в работу в июне 2018 г., дебит жидкости в сентябре 2018 г. относительно входного снизился на 26 м^3/сут (с 82 до 56 м^3/сут), при этом отмечается существенное снижение обводненности с 68 до 40 % и стабильный дебит нефти на уровне 25-30 т/сут (рисунок 16).

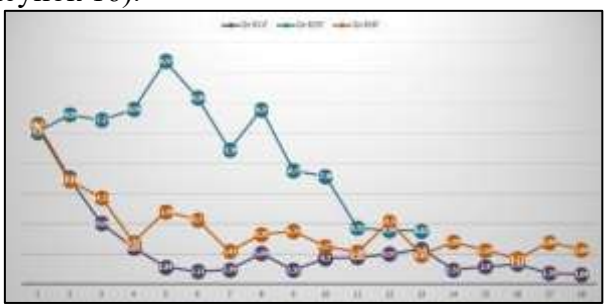


Рисунок 16а. Приведенные на одну дату дебиты нефти по скважинам 811Г, 815Г и 818Г

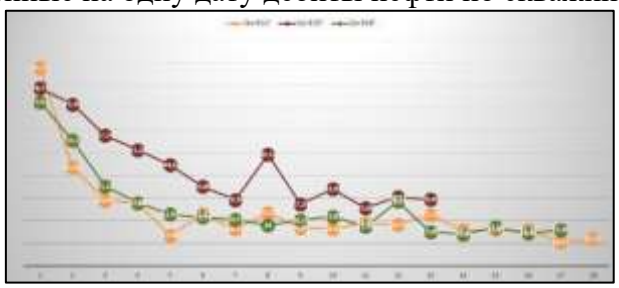


Рисунок 16б. Приведенные на одну дату дебиты жидкости по скважинам 811Г, 815Г и 818Г

В сравнении со скважинами №№ 811Г и 818Г, дебит жидкости имеет существенно меньший темп снижения.

Средние значения основных геологических параметров данных скважин привести не представляется возможным по причине того, что горизонтальные скважины пробурены без пилотных стволов.

Эффективность и преимущество предложенной технологии наглядно представлены на рисунке 17, где видно, что скважина № 815Г за более короткий срок эксплуатации добыла нефти больше, чем скважины №№ 811Г и 818Г вместе. В целом по скважине добыто 34,4 % всей накопленной добычи по объекту, тогда как все ННС добыли 36,2 %.

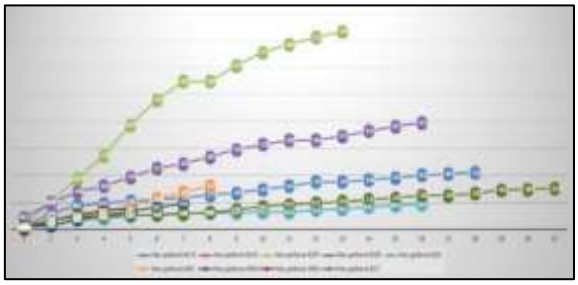


Рисунок 17. Накопленная добыча нефти по ННС и ГС

В 2019 году продолжены опытные работы в наклонно-направленных скважинах 23 куста (рисунок 18).

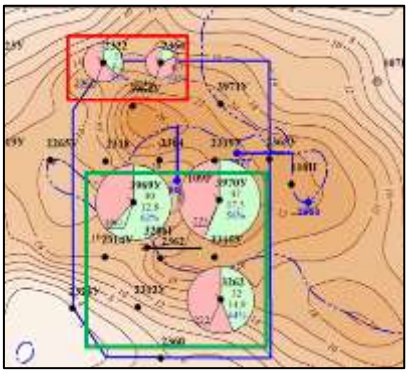


Рисунок 18. Выкопировка из карты текущего состояния разработки на участке куста 23

По результату низкой эффективности стандартных ГРП в наклонно-направленных скважинах и на основе успешного пробного опыта проведения двух- и трехстадийных ГРП в горизонтальных скважинах куста 8, при разбуривании нового куста 23 в скважинах №№ 2322 и 2366 опробована технология двухстадийных ГРП.

Масса проппанта по дизайну составила 25+45 и 30+50 т соответственно. Входной режим после запуска скважин в работу составил 25–35 м^3/сут, на 3-й месяц эксплуатации дебит жидкости снизился до 15 м^3/сут.

В результате быстрого снижения дебита жидкости и работы скважин в периодическом режиме эксплуатации принято решение о проведении на трех последующих пробуренных скважинах трехстадийного ГРП. Данные работы осуществлены в скважинах №№ 3969У, 3970У и 3262.

Масса проппанта по дизайну составила 30+60+90 т, за счёт увеличения массы проппанта удалось зафиксировать стабильный дебит нефти и относительно не высокую обводненность в течение первых 3-х месяцев эксплуатации скважин.

Согласно рисунку 19а, средний приведенный на одну дату начальный дебит жидкости по скважинам с проведенным трехстадийным ГРП на 6 м^3/сут выше в сравнении с двухстадийным ГРП и в 1,9 раза выше в сравнении со стандартным подходом.

Приведенный на одну дату дебит нефти (рисунок 19б) указывает на двукратное отличие двух-и трехстадийных ГРП относительно стандартного подхода. Несмотря на то, что начальный дебит по трестадийным ГРП несколько ниже, чем по двухстадийным, однако, на протяжении трех месяцев он остается на стабильном уровне, в то время как по двухстадийным ГРП отмечается интенсивное снижение.

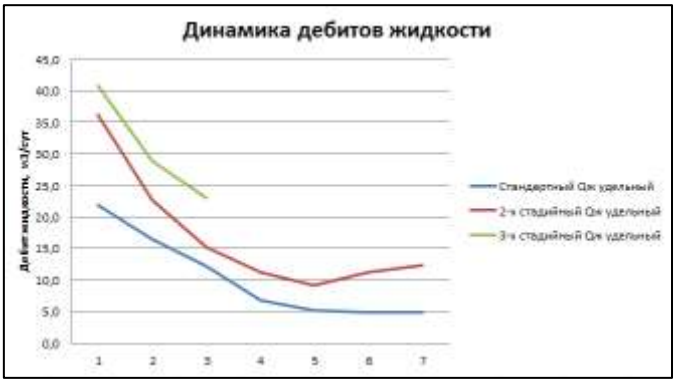


Рисунок 19а. Динамика дебитов жидкости

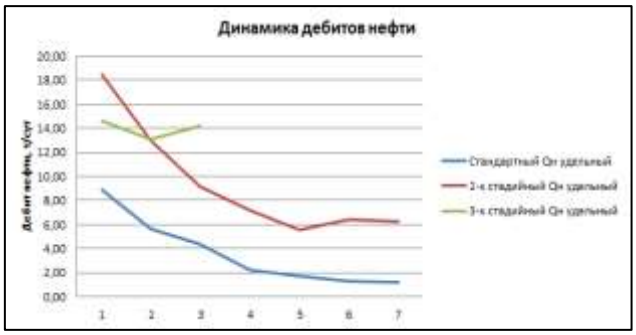


Рисунок 19б. Динамика дебитов нефти

Данная динамика, по нашему мнению, обусловлена увеличением охвата за счет создания большего количества разнонаправленных трещин ГРП. На текущий момент наиболее оптимальной технологией для низкопроницаемых коллекторов ачимовской толщи Имилорского месторождения является технология трехстадийного ГРП, на текущий момент ведётся мониторинг за работой скважин.

В первом полугодии 2020 г. запланировано проведение комплексного ОПР: бурение двух разнонаправленных горизонтальных скважин (направления: юг-север и запад-восток) с уменьшением расстояния между портами до 50 м, выполнение двух и трехстадийных ГРП с микросейсмическим мониторингом данного процесса. Целью является определение направления развития трещин, по результатам которых, при необходимости, можно будет внести корректировки в проектные решения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Чуйко А.И.* Разработка программы опытно-промышленных работ по технологии повторного управляемого ГРП / А.И. Чуйко, А.С. Михин, Д.А. Метт // ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – М., 2012.

2. *Латыпов И.Д.* Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / И.Д. Латыпов, Г.А. Борисов, А.Н. Никитин, Д.В. Кардымон // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6 – С. 34-38.

3. *Валеев А.С.* Повышение эффективности гидроразрыва в условиях высокой обводненности пласта $БВ_8$ Повховского месторождения / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ф.С. Салимов, А.В. Бухаров, Ю.А. Котенев // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 154-172.

4. *Бухаров А.В.* Внедрение перспективных технологических решений при проведении МГРП на объекте $БВ_7$ Южно-Выинтойского месторождения / А.В. Бухаров, А.Ю. Сенцов, А.В. Родионов, Д.А. Астафьев, Е.Н. Мальшаков // Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 69-76.

Секьюритизация как способ финансирования строительных предприятий нефтегазового комплекса

(Securitization as a way to finance construction enterprises of the oil and gas complex)

Шмакова Ангелина Вадимовна
Студент
Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте
Научный руководитель: к.э.н., доцент Отто О.Э.

АННОТАЦИЯ

Важнейшим моментом деятельности предприятий является финансирование. Нефтегазовая отрасль не является исключением. В данной работе предлагается внедрение системы секьюритизации в нефтегазовый комплекс Узбекистана. Даются возможные положительные результаты внедрения этой системы и рассматривается мировой опыт в данной сфере. Представляется два возможных варианта схемы осуществления данного внедрения. Данная методика позволяет, углубленно изучив зарубежный опыт, привлечь финансирование в деятельность отечественных нефтегазовых предприятий в эпоху усиления конкуренции на рынке.

ABSTRACT

The most important aspect of enterprises is financing. The oil and gas industry is no exception. In this paper, the introduction of a securitization system in the oil and gas complex of Uzbekistan is proposed. Possible positive results of the implementation of this system are given and world experience in this area is considered. Two possible options for the implementation scheme of this implementation are presented. This technique allows, in-depth study of foreign experience, to attract financing in the activities of domestic oil and gas enterprises in an era of increased competition in the market.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Секьюритизация, основной фонд, инвестор, финансирование, актив, кредит, риск, ценная бумага, оргинатор, специальное юридическое лицо, модель «с сохранением активов на балансе», модель «со списанием активов с баланса», пул, эмиссия.

KEYWORDS

Securitization, fixed assets, investor, financing, asset, credit, risk, security, orginator, special purpose vehicle, model «on balance sheet», model «out off balance sheet», pool, emission.

Сам термин «секьюритизация» получает широкое распространение на международных финансовых рынках в 80 –х годах XX века. Он означает значимость процессов замещения традиционных финансовых операций в виде банковских кредитов новыми финансовыми инструментами, обеспечивающих привлечение финансовых ресурсов путем эмиссии ценных бумаг.

Термина секьюритизация может рассматриваться в двух значениях: в широком и узком (таб. 1) [7].

В широком смысле секьюритизация это когда классическое банковское кредитование замещается финансированием, основанным на выпуске ценных бумаг.

В узком смысле секьюритизация это процесс перехода неликвидных активов в высоколиквидные ценные бумаги.

Использование механизма секьюритизации появилось в коммерческих банках, где они с помощью механизм секьюритизации выдаваемых банковских кредитов могли

осуществлять процедуры рефинансирование выданных кредитов и выдачу новых кредитов на более интенсивной основе.

Таб. 1. – Секьюритизация в широком и узком смысле

Секьюритизация в широком смысле	Секьюритизация в узком смысле
• Традиционное банковское кредитование замещается эмиссией долговых ценных бумаг (со стороны эмитента)	• Особая форма финансирования при помощи ценных бумаг в рамках общего процесса секьюритизации
• Инвесторы перераспределяют средства с банковских депозитов на ценные бумаги	• Неликвидные финансовые активы трансформируются в высоколиквидные ценные бумаги
• Банки сокращают объем традиционных депозитно-кредитных операций и расширяется инвестиционный бизнес	• Отдельные активы, находящиеся в балансе банка, выделяются в отдельный пул, который обеспечивает выпуск ценных бумаг
• Стоимость финансовых ресурсов снижается для компаний-заёмщиков	• Выпускаются долговые ценные бумаги, обеспеченные пулом закладных
• Повышается доходность вложений для инвесторов	• Рефинансирование банковских кредитных операций за счёт выпуска ценных бумаг, обеспеченных пулами кредитов
• Исключение банка как кредитного посредника из процесса движения денежных средств	• Банк участвует в процессе секьюритизации как инвестиционный институт

Простая модель секьюритизации банковских кредитов:

1) Банк выдаёт кредиты (однородные, близки по срокам, по ставке и по размеру) заёмщикам.

2) У заёмщика возникают обязательства пред банком и отражаются эти обязательства в активах баланса банка.

3) Объединение однородных кредитов в пул. Эмиссия облигаций под обязательства заёмщиков.

4) Покупка инвесторами облигаций и поступление денежных средств в банк.

5) Поступление в банк платежей по кредиту в виде процентов и частичного погашения основной суммы долга.

6) Осуществление банком процентных выплат по облигациям и погашение облигаций.

Таким образом, неликвидные обязательства заёмщиков превращаются в облигации, которые обеспечивают поступление денежных средств по кредиту, продажа ценных бумаг инвестором позволяет банку вернуть затраченные ресурсы и расширить свои операции по кредитованию. Инвесторы при неплатежеспособности банка имеют право требования по предмету залога – кредитам.

Выше была описана модель «с сохранением активов на балансе» (модель «on balance sheet»), которая получила наибольшее распространение в Европе. Недостатки данной модели: облигации будут обладать тем же кредитным рейтингом что и банк (так как исполнение банком своих обязательств по облигациям определяется его общей платежеспособностью). Выпуск банком ценных бумаг, обеспеченных денежными потоками по кредитам не улучшает структуру баланса банка. То есть, проводя эмиссию ценных бумаг под дебиторскую задолженность, банк не списывает эту задолженность со своего баланса.

В 70-е годы XX века возникла другая модель секьюритизации «со списанием активов с баланса» (модель «out off balance sheet») (Схема 1).

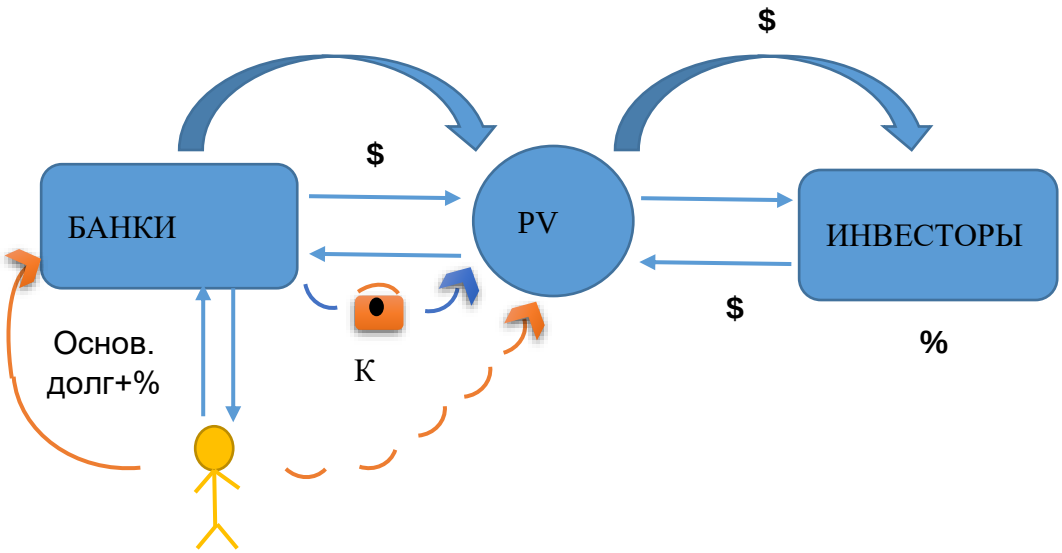


Схема 1. Модель «out off balance sheet»

Она работает по следующему принципу:

1) Формируется пул кредитов из числа выданных банком.

2) Пул кредитов покупается специальным юридическим лицом (special purpose vehicle, SPV) и, следовательно, происходит становление SPV собственником кредитов.

3) Банк получает денежные средства за проданный портфель

4) Эмиссия облигаций SPV.

5) Покупка облигаций инвесторами.

6) Получение денежной суммы SPV за проданные облигации.

7) Платежи заёмщиков направляются в SPV (на заёмщиках это никак не отражается).

8) За счёт этих платежей осуществляется выплата по облигациям.

9) Банк продолжает оказывать услуги для SPV, получая денежные средства по проданным кредитам, он их идентифицирует и переводит SPV.

10) SPV переводит часть денежных средств инвесторам.

11) Инвесторы получают проценты, которые в свою очередь делят между своими членами в зависимости от долевого вклада каждого участника.

В данной схеме SPV выполняет техническую функцию, то есть, выпускает облигации.

Таким образом имеем, что банк сразу получает основную сумму кредита и плюс проценты за обслуживание переданного портфеля.

Участники схемы секьюритизации с созданием финансовой компании: банк, заёмщики, инвесторы, финансовая компания (специальное юридическое лицо, special purpose vehicle, SPV), управляющая компания (минимизирует риски по задолженностям для SPV), бухгалтерская фирма

Кроме вышеперечисленных участников также имеются:

- Агенты по обслуживанию (сервисеры) – приобретают, по необходимости, по всем банкам кредиты необходимые для создания нормального пула.
- Регистратор – ведёт учёт владельцев облигаций.
- Доверительный управляющий (трасти) – представляет интересы инвесторов, приобрётших облигации.

- Страховые компании – страхование убытков по потоку денежных средств.
- Рейтинговые агентства – присвоение рейтингов.

Следовательно, секьюритизация позволит:

1) привлечь финансовые средства;

2) диверсифицировать риски, поскольку в данном случае риски будут делиться с инвесторами, что повысит надежность финансовой деятельности;

3) банк, в свою очередь, сможет продавать свои права на получение выданных кредитных средств, а значит тем самым увеличит оборачиваемость капитала;

4) для первичных владельцев базового капитала – диверсификация источников финансирования; снижение стоимости финансирования и повышение ликвидности; эффективное разделение рисков;

5) инвесторы смогут расширить свои возможности, участвуя в крупномасштабных длительных проектах.

Нефтегазовая индустрия Узбекистана является ведущей отраслью экономики, которая играет важную роль в социально – экономическом развитии страны и влияет не только на экономическое развитие нашей страны, но и на безопасность и энергетическую независимость. Нефтегазовый комплекс (НГК) Узбекистана можно смело назвать локомотивом экономики [4], а также одним из важных звеньев, осуществляющих налоговые платежи в государственный бюджет [10]. Данная отрасль характеризуется существенным износом основных фондов предприятий НГК [8], к примеру, для освоения новых месторождений, необходима реконструкция объектов газовой и нефтяной промышленности. Следовательно, для реализации всех данных проектов, необходимо активное привлечение инвестиций. Однако здесь можно столкнуться со следующими проблемами: ограниченность традиционных методов финансирования (собственные средства предприятия, банковский кредит), сложность доступа на рынки капитала и необходимость рационального использования финансовых ресурсов. Следовательно, проблема поиска инвесторов является актуальной для данной отрасли.

Решением данной проблемы является поиск новых методов финансирования, основанных на выделении денежных потоков. Секьюритизация может стать оптимальным решением сложившейся ситуации.

Привлечение внешних ресурсов благодаря строительству предприятий НГК характеризуется уровнем финансового развития страны. Ещё на 2011 год по данным Центрального Банка Узбекистана уровень доступности банковских услуг составлял 49,7 банковских учреждений на 100 тысяч взрослого населения [2]. В то время как по международным мерками наличие более 30 банковских учреждений на 100 тысяч человек уже считается высоким показателем. Кроме того, в феврале 2017 года была принята Стратегия действий по пяти приоритетным направлениям развития Республики Узбекистан в 2017 – 2021 годах [3], в которой предусматривается расширение объёмов финансовых услуг и развитие фондового рынка как альтернативного источника привлечения капиталов. Развитие финансового рынка - важное условие диверсификации экономики и устойчивого её развития. Темп роста финансовых услуг в 2018 году составили 125,8% относительно 2017 года, а их объём достиг 21192, 6 млрд. сумов [11]. Помимо всего вышеперечисленного Неъматиллаева Нилуфар Сафарова (PhD, ведущий специалист Института прогнозирования и макроэкономических исследований при Министерстве экономики Республики Узбекистан) также подчёркивает актуальность внедрения и использования секьюритизации [9].

После прошедшего финансового кризиса и следующего за ним кредитного кризис теоретики стали рассматривать секьюритизацию как инструмент, способный подорвать экономику страны. Однако данную ситуацию можно аргументировать отсутствием должной системы контроля деятельности в организациях, привлечение и использование так называемых “проблемных” активов, что привело к аккумулированию рисков и передачи их остальным субъектам рынка. Рассматривая секьюритизацию как явление, с другой стороны можно увидеть, что оно использовалось для устранения последствий финансового кризиса западными странами. В конце 2008 г. Центральный Европейский банк и Банк Англии активно заключали сделки РЕПО с ценными бумагами, выпущенными в рамках секьюритизации, с целью фондирования банковской системы Европы. В результате объем европейского рынка ценных бумаг, выпущенных в рамках механизма секьюритизации, достиг 711,1 млрд евро против 453,7 млрд в 2007 г. в условиях кризиса [14]. Федеральная резервная система США также запустила в ноябре 2008 г. программу Term Asset-Backed Securities Loan Facility (TALF), направленную на повышение ликвидности банков путем кредитования под залог на основе потребительских кредитов и кредитов для малого бизнеса. Таким образом секьюритизация зарекомендовала себя как явление для решения крупномасштабных и технологически сложных проектов.

Наиболее широко в литературе представлены исследования, посвященные моделированию платежных потоков секьюритизации ипотечных кредитов. Среди них следует выделить работы Г. Кутмоса [13], А. Джобста [12], О. А. Фисюн [6]. Модели ценных бумаг, обеспеченных автокредитами, рассматриваются в исследованиях Л.-Л. Вольфа, Э. Дэвидсона, Э. Сандерса, А. Чинга [5].

Рассмотрим характерные черты для строительства объектов НГК:

1) Возможность точного прогнозирования денежных потоков по контракту (строительно-монтажные работы (СМР) осуществляются в соответствии с установленным графиком производства работ на основе проектно-сметной документации);

2) Все проекты по строительству объектов НГК носят долгосрочный характер, а значит это обеспечивает стабильность денежных потоков в течение установленного времени

3) Заказчиками строительства объектов НКГ, как правило, выступают крупные публичные компании, имеющие высокий кредитный рейтинг

4) Контракты, заключаемы по строительству объектов НГК рассчитаны на значительные суммы

Из этого можно сделать вывод, что применение секьюритизации в нефтегазовой отрасли будет иметь успех.

Под секьюритизации в данной работе понимается финансовая операция, заключающаяся в трансформации низколиквидных активов в ценные бумаги, обеспеченные денежными поступлениями от исходных активов, в результате которой происходит перераспределение риска между первичными владельцами активов, гарантом и инвесторами. Основными участниками секьюритизации являются оригинатор, специальное юридическое лицо (Special Purpose Vehicle, SPV) и инвестор. Оргинатор – лицо, владеющее активами. Ими могут являться как банки, которые выдают и обслуживают ипотечный кредит так и нефинансовые организации, например, торговые или промышленные предприятия. Специальное юридическое лицо – диверсифицирует риски, связанные с секьюритизируемыми финансовыми активами, а также выпускает ценные бумаги. Участникам секьюритизации предъявляется возможность выбора формы привлечения финансирования для SPV. Согласно законодательству Республики

Узбекистан этот выбор может исходить из трех вариантов: акции, облигации и векселя. Выбор того или иного варианта зависит от конъектуры финансового рынка на момент времени, а также кругом инвесторов, которых необходимо привлечь. Потенциальными инвесторам могут быть Резервный фонд Узбекистана, Резервный фонд Кабинета Министров Республики Узбекистан, планируемый к созданию Фонд национального благосостояния, паевые инвестиционные фонды, банки развития и госкопорации.

Такой способ финансирования облегчает пути привлечения иностранных инвесторов, сталкивающихся с различными нормативными ограничениями для входа в банковскую систему.

Учитывая специфику законодательства Республики Узбекистан, а именно законы о рынке ценных бумаг [1], в данной работе предлагается традиционный тип секьюритизации. Организация сделок по иному типу сталкивается с законодательными ограничениями в Республике Узбекистан. К примеру, в ходе структурирования сделки организаторы могут столкнуться с проблемами наличия специальной правосубъектности у SPV (например, лицензия и прочее), кроме того, с необходимостью уплаты НДС при переуступке денежных потоков по строительным контрактам и невозможностью уступки будущих прав требования от строительной компании оригинатора к SPV. Все эти вопросы могут быть решены непосредственным учреждением SPV, а также получением для него всех необходимых разрешений еще до формирования портфеля строительных контрактов.

В данной работе рассматривается два типа сделок, различие между ними заключается в структуре денежных потоков и юридическом оформлении отношений между оргинатором и SPV.

Согласно первому предложению (Схема 2) контракты на строительство новых объектов будут заключаться между непосредственными заказчиками и SPV, это же лицо будет привлекать финансирование под будущие поступления и закупать необходимую технику и оборудование (основные средства). Это же оно оставляет на своём балансе. В свою очередь, строительное предприятие должно заключить с SPV субподрядный договор и оказать согласно данному договору все необходимые услуги (строительно–монтажные работы). Далее основные средства передаются в аренду строительному предприятию. В арендную плату включается амортизация основных средств, а также затраты SPV по обслуживанию внешнего финансирования.

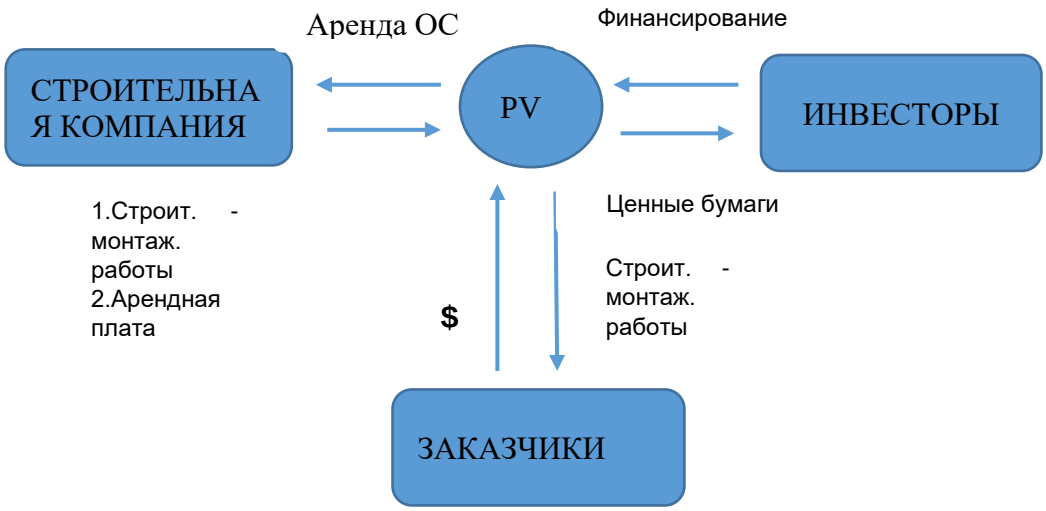


Схема 2. «Аренда»

Согласно второму предложению (Схема 3) заказчик также заключает строительные контракты с SPV. Последнее в свою очередь передаёт привлеченные средства от внешнего финансирования под будущие поступления, строительным организациям на основании составленного договора займа.

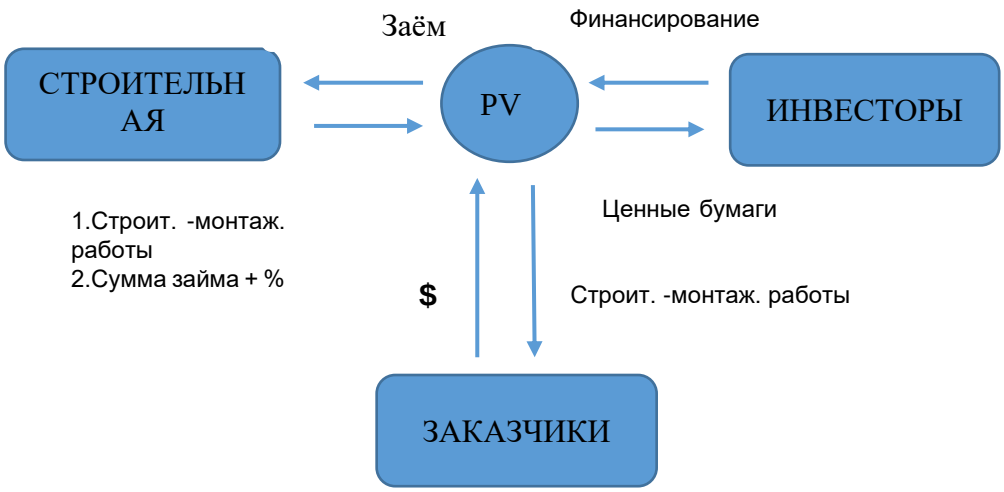
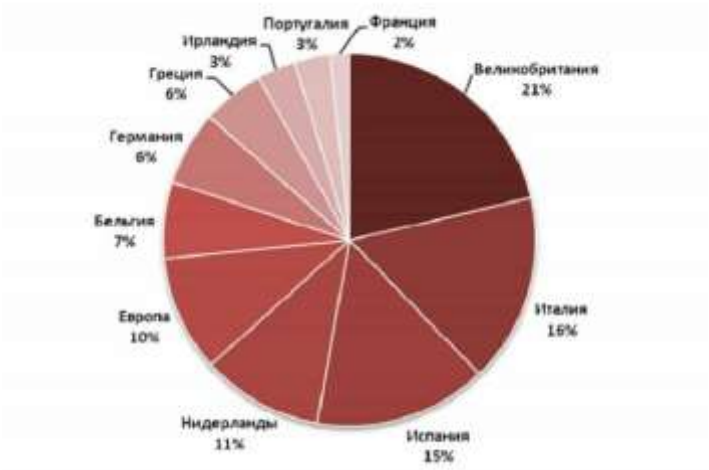
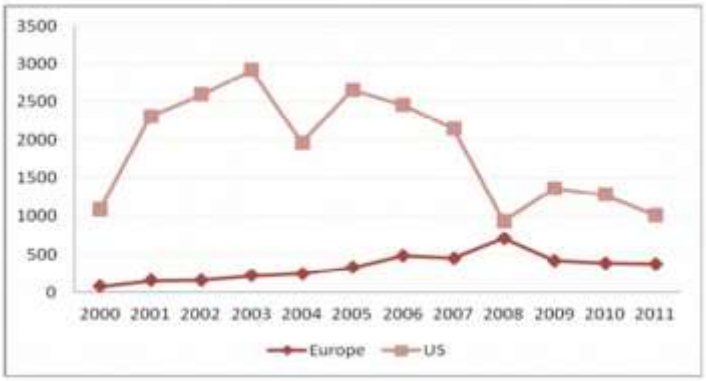


Схема 3. «Заём»

Такое явление как секьюритизация финансовых активов активно используется в Великобритании, Франции, Испании, а также в Росси, Германии, Италии, Бельгии, Дании, Нидерландах, Швеции, Ирландии, Швейцарии (рис. 1, рис. 2, рис. 3).

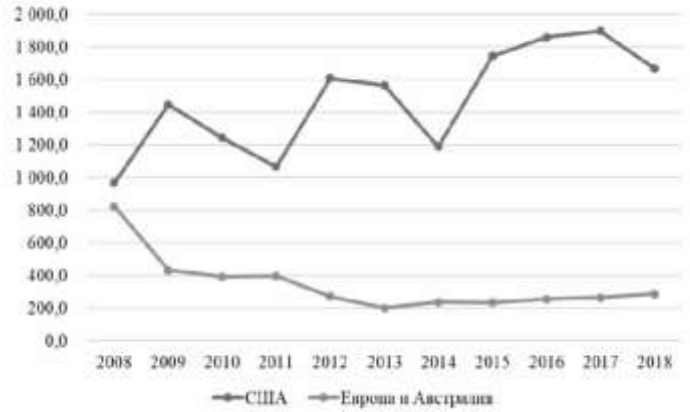


Источник: AFME, ESF, Securitisation Data Report Q4 2009
Рис. 1. Общий объём секьюритизации по странам в Европе 2009г.



Источник: AFME, ESF, Securitisation Data Report Q1 2012

Рис. 2. Объем рынка секьюритизации в Европе и США 2000 – 2010 гг. (млрд. евро)



Источник: Securitisation Data Report 2017, 2018

Рис. 3. Динамика выпуска секьюритизированных продуктов по основным регионам в США, Европе и Австралии 2008 – 2010 гг. (млрд. евро)

К примеру, ОАО “Газпром” привлёк 1,25 млрд. долл. США в июле 2004 г. по рекордно низкую процентную ставку – 7.201% [15]. В качестве SPV выступила компания, зарегистрированная в Люксембурге. Сделку можно обозначить как заем, предоставленный «Газпрому» компанией «Gazprom International S.A.». Обеспечением по данным облигациям выступили будущие потоки платежей, основанием для которых послужили уже существующие на тот момент долгосрочные контракты на поставку газа между дочерней организацией «Газпрома» «Газэкспорт» и двумя компаниями из Италии и Нидерландов. 15 Необходимо обратить внимание, что стоимость привлечения финансирования в данном случае, то есть фиксированная ставка купона по выпущенным облигациям, считается рекордно низкой на момент сделки и составляет 7,201% ежегодно. Для сравнения данного метода с другими возможностями по привлечению финансирования, средние процентные ставки за 2004 год (таб. 1):

Таб. 1 Сравнение средней стоимости доступного финансирования

Средняя ставка купона при размещении облигаций (ист. – ММВБ, 2004)	Средняя ставка по кредитам нефинансовым организациям в долларах США (ист. – статистика ЦБ РФ)	Стоимость заимствования
11,3%	8,3%	7,201%

Источник: ММВБ, ЦБ РФ

Благодаря устойчивости юридической структуры и применению эффективных мер кредитной поддержки этому выпуску от два ведущих агентства (Fitch и

Standard&Poor's) присвоили рейтинг инвестиционного уровня BBB- (облигации считаются инвестиционного класса, если их кредитный рейтинг BBB- и выше)

Вывод: секьюритизация как способ финансирования предприятий нефтегазового комплекса позволит привлечь финансовые средства для строительно–монтажных работ, помимо этого данная компания продемонстрирует рынку свой адаптационный потенциал, диверсифицирует риски, поскольку в данном случае риски будут делиться с инвесторами, что повысит надежность финансовой деятельности; инвесторы смогут расширить свои возможности, участвуя в крупномасштабных длительных проектах.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Закон Республики Узбекистан о рынке ценных бумаг принятый Законодательной палатой 13 февраля 2008 года, одобренный Сенатом 27 июня 2008 года [Электронный ресурс]. – URL: https://www.lex.uz/acts/1374867 (Дата обращения 23. 03. 2020г.)
2. Постановление Сената Олий Мажлиса Республики Узбекистан № ПС-390-II 23.08.2013. «Об отчете председателя правления Центрального банка Республики Узбекистан о деятельности Центрального банка Республики Узбекистан в 2012 году» [Электронный ресурс]. – URL: https://lex.uz/ (Дата обращения 23. 03. 2020г.)
3. Указ Президента № УП-4947 07.02.2017 «О стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан» [Электронный ресурс]. – URL: https://lex.uz/ (Дата обращения 23. 03. 2020г.)
4. *Ахмадалиев К.К* Проект: Повышение Энергоэффективности промышленных предприятий. [Электронный ресурс] НХК «Узбекнефтегаз» URL: htp//. www.ung.uz (Дата обращения 23. 03. 2020г.)
5. *Вольф Л.-Л., Дэвидсон Э., Сандерс Э., Чинг А.* Секьюритизация ипотеки: мировой опыт, структурирование и анализ. М.: Вершина, 2007. 592 с.
6. *Фисюн О.А.* Балансовая модель платежных потоков при управлении ипотечными облигациями на основе стандартного пополняемого пула с переменной процентной ставкой // Экономические науки. 2010. № 65. С. 207–213.
7. *Ханс Питер Бэр* «Секьюритизация активов» 2007 С.- 21 – 27
8. Статья Косимовой Дилором Собировны, профессор ТГЭУ, "Халқаро молия ва ҳисоб" илмий электрон журнали. №1, февраль, 2017 йил «Формирования эффективной системы инновационных мер по усилению управления промышленным потенциалом нефтегазовой отрасли» – С. 6 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.interfinance.uz/en/ (Дата обращения 23. 03. 2020г.)
9. Статья «Оптимальная структура финансовой системы страны: банки или фондовый рынок?» [Электронный ресурс]. – URL: https://finance.uz/index.php/ru/fuz-menu-biznes-ru/4077-optimalnaya-struktura-finansovoy-sistemy-strani-banki-ili-fondoviy-rinok (Дата обращения 23. 03. 2020г.)
10. Нефтегазовая индустрия Узбекистана — локомотив экономики страны [Электронный ресурс]. – URL: https://glavportal.com/materials/neftegazovaya-industriya-uzbekistana-lokomotiv-ekonomiki-strany/ (Дата обращения 23. 03. 2020г.)
11. Развитие сферы услуг за январь – декабрь 2018 года [Электронный ресурс]. – URL: https://stat.uz/ (Дата обращения 23. 03. 2020г.)
12. Jobst A. European Securitisation: A GARCH Model of CDO, MBS and Pfandbrief Spreads // J. W. Goethe Universitaet. Frankfurt am Main. Finance Working Paper. 2003. № 121.
13. *Koutmos G.* Modelling the Dynamics of MBS Spreads // The Journal of Fixed Income. 2002. Vol. 12, № 2. P. 43–49.
14. ESF Securitisation Data Report 2008. года [Электронный ресурс]. - URL: www.europeansecuritisation.com.
15. Gazprom International S.A. — кредитный рейтинг/ Standard & Poor's (2004. 11 ноября) [Электронный ресурс] URL: www.standardandpoors.ru

Effect of potato starch and NaOH in the API filter of water-based drilling fluid in the oil industry

Mr. Juan Carlos Santivañez Huarcaya [1] , Mr. Walter Erick Cano Tocas [2]
[1, 2] Graduate students
National University of Center of Peru
Supervisor: Professor Dr. W. E. Eufracio Arias

ABSTRACT

In this investigation drilling fluid (mud) system was formulated, to evaluate its API filtering, using Potato Starch as a filtering control agent, NaOH as a pH controlling agent, and bentonite as viscosifying and densifying agent.

In this investigation, the effect of potato starch and NaOH on the water-based drilling fluid was evaluated with a mixed factorial design of 3*4*2, preparing 12 muds each in 1 bbl., with 28 lbs. of bentonite, (0,5; 1,0 and 1,5) lbs. of potato starch and (0,17; 0,27; 0,37 and 0,50) lbs. of NaOH which were tested for laboratory-scale API filtering under the ANSI API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1 standard.

The tests obtained that the sludge with quantities of potato starch (0,5 and 1,5 lbs.) and NaOH (0,27 and 0,50 lbs.) have the maximum and minimum values in the API filtrate (29,4 ml and 12 ml respectively). Potato starch is an economic and ecological substitute for PAC L as a filtering controlling agent, generating an opportunity for the industrial development of potatoes in Peru.

KEYWORDS

Drilling fluids; Starch, PAC L; API filtering; Viscosity.

INTRODUCTION

The possibility of using potato starch as an additive for drilling muds could represent a reduction in costs since by presenting a higher yield than the products commonly used in the industry, a smaller amount of the product would be used thus reducing costs, this It would mainly benefit the companies that provide drilling services, since they can redirect the surplus budget to develop new technologies or new products that feed the process, thus allowing economic stability against the financial scenario.

Another benefit would be for potato growers who often lose their crops due to overproduction or mishandling of the product, and would also generate an environmental benefit by taking advantage of its bio-degradability characteristic. This characteristic is a point in favor of the use of potato starch, as it would show a change in the mentality of the oil industry, which has always been criticized for its great contribution of pollution that has helped trigger processes such as pollution that threatens the stability of the environment in a radical way, which damages our existence and that of future generations.

METHODS AND METHODOLOGIES

The experimental process of this research was carried out in the Mud and Cement Laboratory of the School of Petroleum Engineering of the Faculty of Physicochemical Engineering at the Industrial University of Santander - Colombia. The methodology we adopted for this research consisted of conducting the experimental tests of the potato starch and NaOH relationship in the mud to evaluate the API Filtering, to obtain the experimental data. With this data and parameter analysis, the relationship between potato starch and NaOH in its influence on the design of a water-based fluid was established.

MATERIALS AND EQUIPMENT

We use the next materials, Water, Bentonite, PAC L, NaOH, and Potato starch. And the next equipment: Densimeter or mud scale, Fann viscometer, API Press Filter, Solids and Liquids Content Kit, Analytical balance, Hamilton Beach mixer, and Universal pH tapes.

EXPERIMENTAL DESIGN

To determine the optimal drilling fluid conditions, a study was carried out based on the experimental matrix of a drilling fluid system. In a matrix, the concentration of potato starch and that of NaOH was varied, keeping the other concentrations of the additives constant. Due to laboratory availability, 1 replication of the tests will be carried out. In this case, the mathematical model has the following structure: 3*4*2. This being a factorial design with mixed levels.

The matrix was tested for API filtering, solids content, density, pH, rheology, for formulations with the use of potato starch and NaOH, and to determine the appropriate concentration of potato starch and NaOH. The independent variables (amount of potato starch and amount of NaOH) and a dependent variable (API filtering of drilling mud), were considered 3 levels for potato starch and 4 for NaOH.

All tests were carried out at an ambient temperature of 28 ° C (82.4 ° F) and an atmospheric pressure of 13.4 psi (0.912 atm), using an API press filter, the control of solids with the retort equipment, for filtration testing, For density a sludge scale, pH with universal pH tapes and rheological tests with Fann viscometer were used. All these tests were performed under the standards established by the API (American Petroleum Institute) in the (ANSI / API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1, 2017).

RESULTS AND DISCUSSION

Density test: From the data obtained from the drilling fluid it is stated that the reason for the increase in its density is directly proportional to the increase in the quantity of the additives. As seen, it isn't a substantial increase, the densities obtained with a minimum value of 8,5 lbs./gal and a maximum value of 8,8 lbs./gal are within the optimum range of a water-based mud (Fajardo Molina and Rodríguez Rodríguez). Furthermore, the density is similar to 8,7 lbs./gal, the value obtained from the sample prepared Pac-L.

Table 1. – Results of Density and PH tests

Mud	Density (lbs. / gal)	pH
L 1	8,5	10,0
L 2	8,6	10,0
L 3	8,6	10,5
L 4	8,7	11,0
L 5	8,5	10,0
L 6	8,6	10,0
L 7	8,7	10,5
L 8	8,7	11,0
L 9	8,6	10,0
L 10	8,6	10,0
L 11	8,7	11,0
L 12	8,8	11,0

Source: self-made

pH test: With the data obtained, we indicate that the amount of NaOH doesn't significantly increase the pH. The values that indicate us show a stable performance within the pH tests in a range of (10,0 – 11,0) these results are similar to 11. The value obtained by (Castro Cely, Gómez Cañón and Ariza León) who used 1,5 lbs./bbl of achira starch in the preparation of the mud.

Viscosity and Gel Strength Test: Observed an increase, for all samples containing 0,5 lbs./bbl NaOH significantly decreases the viscosity of the fluid equal to the viscosity and gel point, however that Yield Point, this because NaOH that thermally activated potato starch, the decrease in viscosity from 36 to 11, 67 to 8, and 59 to 15 for sludges formulated with NaOH

contents from 0,37 lbs./bbl is noted. The sludge sample prepared with 0,5 lbs./bbl of potato starch and 0.37 lbs./bbl of NaOH has a better viscosity compared to the sludge prepared with Pac-L.

Furthermore, the viscosity values obtained from the compound mud 1,0 lbs./bbl of potato starch and 0,17 to 0,27 lbs./bbl NaOH following (MI SWACO, 2007). Therefore, the starch meets the properties of the viscosity extender agent of Bentonite.

Table 2. - Gel viscosity and strength test

Mud	3 rpm gel point (10 sec.)	3 rpm gel point (10 minutes)	300 rpm	600 rpm	Vp (cP)	Va (cP)	Yp (lbs./100ft^2)
L 1	31,0	15	123	155	32	77,5	91
L 2	38,0	61	150	179	29	89,5	121
L 3	32,0	48	138	174	36	87,0	102
L 4	5,0	30	52	63	11	31,5	41
L 5	31,0	15	154	195	41	97,5	113
L 6	3,4	51	150	188	38	94,0	112
L 7	28,0	43	115	182	67	91,0	48
L 8	4,0	28	39	47	8	23,5	31
L 9	30,0	53	75	100	25	50,0	15
L 10	32,0	43	144	181	37	90,5	107
L 11	2,3	25	118	177	59	88,5	59
L 12	2,0	24	23	38	15	19,0	8

Source: self-made

API filtration test: We observe that a concentration of 0,5 lbs. of potato starch and 0,5 lbs. of NaOH a loss of filtration of 12 ml is obtained compared with a sludge prepared with PAC-L whose loss of filtration is 18 ml, the loss of filtering is less. Also, the values shown are similar to those obtained (Castro Cely, Gómez Cañón and Ariza León), which range between 6,0 and 11,7 ml for concentrations of 1-4 lbs./bbl of achira starch. The qualitative characteristics of consistency and elasticity describe excellent filter cakes for sludge whose composition contains 1,0 lbs. of potato starch and (0,27; 0,37 lbs.) of NaOH.

Table 3. - API filtration test

Mud	Consistency	Elasticity	Thickness (in)	Filtering (ml)				
				7.5 (min)	15 (min)	20 (min)	25 (min)	30 (min)
L 1	Yes	Yes	> 1/32 "	20,0	23,0	24,5	26,0	27,5
L 2	Yes	Yes	> 1/32 "	8,0	11,0	11,5	13,0	14,5
L 3	Yes	Yes	> 1/32 "	14,0	17,0	18,5	20,0	21,5
L 4	Yes	Yes	> 1/32 "	7,0	9,0	10,5	11,0	12,0
L 5	Yes	Yes	1/32 "	8,0	10,0	11,5	13,0	14,0
L 6	Yes	Very good	> 1/32 "	6,5	9,0	10,0	11,5	12,5
L 7	Yes	Yes	> 1/32 "	12,0	14,7	16,0	17,0	18,0
L 8	Yes	Yes	> 1/32 "	12,5	14,0	16,0	18,0	21,0
L 9	Yes	Yes	1/32 "	13,4	15,0	17,0	19,3	22,4
L 10	Yes	Yes	> 1/32 "	19,0	22,0	25,0	27,0	29,4
L 11	Yes	Yes	> 1/32 "	7,5	10,0	11,3	12,3	13,3
L 12	Yes	Yes	> 1/32 "	6,0	7,5	8,0	8,5	9,7

Source: self-made

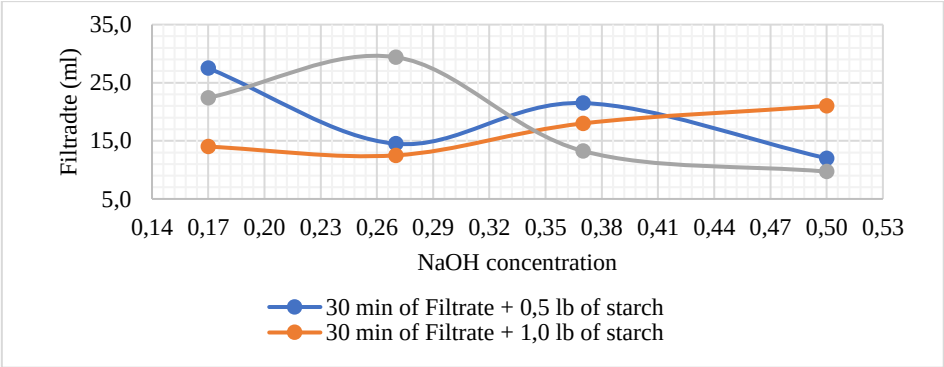


Figure 6. API filtering test (30 min.)
Source: self-made

Water, oil, and solids content test: After carrying out the Solid Control test carried out on all the samples, they indicate that the formulation with 1,0 lbs. of potato starch and 0,27 lbs. of NaOH presents a lower percentage of solids compared to the sample treated with PAC L, thus indicating that potato starch contributes to the reduction of suspended solids presented by drilling muds.

Table 6. -Water, oil and solids content test

Mud	Distilled (ml)	Liquids (%)	Solids (%)
L 1	9,60	96,0	4,0
L 2	9,70	97,0	3,0
L 3	9,70	97,0	3,0
L 4	9,70	97,0	3,0
L 5	9,30	93,0	7,0
L 6	9,65	96,5	3,5
L 7	9,80	98,0	2,0
L 8	9,80	98,0	2,0
L 9	9,70	97,0	3,0
L 10	9,60	96,0	4,0
L 11	9,90	99,0	1,0
L 12	9,90	99,0	1,0

Source: self-made

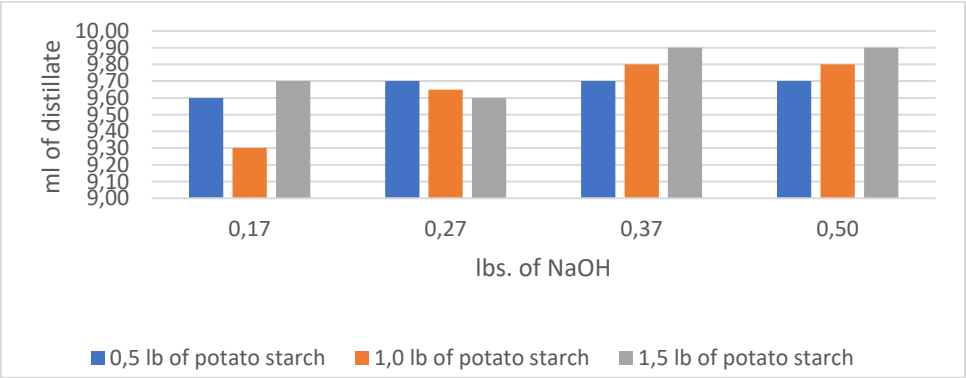


Figure 8 . Solids, water, and oil content test
Source: self-made

CONCLUSIONS

The sludges formulated with the amounts of potato starch (1,0 and 1,5 lbs.) and NaOH (0,27 and 0,37 lbs.) have very stable values in the filtrate and within the filtering range with a minimum of 13 ml and a maximum of 18 ml in 30 min as required by the API filtering test. The

use of potato starch improves filtering control, viscosity, and rheological properties (plastic viscosity, yield point, apparent viscosity, gel stress). Being potato starch is an economic and ecological substitute for PAC L as a filtering controlling agent, contributing to the preservation of the environment, reduction of operational costs, and industrialization.

In the formulation of the drilling fluid, 1 lb. of potato starch is required in the preparation of the water-based drilling fluid. The density of 8,7 lbs./gal is reached, this value is within the range established by the API. Its use as a viscosifying agent is not feasible due to the high amounts of product required to reach 15 cP; but if as an extender agent of the viscosifying properties of bentonite, this in additions of 5 lbs./bbl.

In the formulation of the drilling fluid, 0,27 lbs. of NaOH is required in the preparation of the water-based drilling fluid. This amount of NaOH gives us a pH of 10 and improves the viscosifying properties of potato starch. An amount equal to or greater than 0,5 lbs. of NaOH leads to a sharp increase in viscosity, due to the heat of dissolution of NaOH that causes thermal activation of potato starch.

The drilling fluid formulated with 1 lb. of potato starch and 0,27 lbs. of NaOH, gives good characteristics of elasticity and consistency of the filter cake, its thickness is 1/32" and the liquid phase that filters are 12,5 ml; The viscosity and rheological properties are higher than the other formulations.

ACKNOWLEDGMENTS

Special thanks to the engineers' Alexander Beltrán, Erik Montes Paéz, and Mario Torres from the Industrial University of Santander for guiding, supporting, and contributing to our ideas. To the School of Petroleum Engineering of the Industrial University of Santander, for providing us with a favorable space for learning and carrying out the tests for this research. To our alma mater, the National University of Central Peru for the support provided during our training.

REFERENCES:

1. *American Petroleum Institute*. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids (Fifth ed.). Washington DC, United States of America: API Publishing Services. 2017.
2. *AMOCO Production Company*. Drilling Fluids Manual (Sixth ed.). Illinois, Chicago, USA. 1998.
3. *Baker Hughes*. Drilling Fluids Reference Manual. Houston, Texas, USA. 2006.
4. *Bautista Cuadros, AF, & Flórez Barreto, ED*. Feasibility of using Cassava Starch as an additive in Drilling Mud. Undergraduate Thesis, Industrial University of Santander, School of Petroleum Engineering, Bucaramanga. 2011.
5. *Betancur Márquez, S., Alzate Espinosa, G., & Cortés Correa, FB*. Improvement of Drilling Fluids using Functionalized Nanoparticles: Induction of Filtration losses and retort thickness. Earth Science Bulletin (35), 1-9. DOI: https: //doi.org/10.15446/rbct.n35.43179. May 2014.
6. *Carico, RD, Bagshaw, FR, & Kelco Di. Merck and Co., Inc*. Description and use of polymers used in drilling, workovers, and completions. MS Publisher Society of Petroleum Engineers, 7747 (1-10). DOI: https: //doi.org/10.2118/7747-MSDocument. Oct. 30-31, 1978.
7. *Castro Cely, AL, Gómez Cañon, JD, & Ariza León, E.* Feasibility of using achira starch as a filtering control agent in water-based drilling muds. Ion Magazine, 26 (1), 63-71. June 2013.
8. *Fajardo Molina, CA, & Rodríguez Rodríguez, CJ.* Feasibility of using banana starch as an additive for drilling muds. Degree thesis, Santander Industrial University, Petroleum Engineering School, Bucaramanga. 2010.

9. *González, J., Martínez, Á., Vega, R., & Otahola, J.* Cassava starch (Manihot esculenta) as filtering controller additive for water-based drilling fluids. 10th Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology, 10 (1), 251 (1-11). July 23-27, 2012.
10. *Halliburton Baroid*. PAC-L ™. Houston, Texas, USA: Halliburton Baroid. 2017.
11. *Lozano Salazar, V., Rivas Hoyos, D., Loza, J., Suárez, D., & Calderón, Z.* Methodology for the selection of candidate wells to drill in low balance conditions. Application to the Castilla field of ECOPETROL SA Journal Fuentes: El Reventón Energético, 9 (2), 63-71. December, 2011.
12. *Lummus, J., & Azar, J*. Drilling Fluids Optimization: A Practical Field Approach (First ed.). USA: Pennwell Corp. 1986.
13. *Lyons, W., & Plisga, G.* Drilling, and Well Completion. In WC Lyons, GJ Plisga, & WC Lyons (Ed.), Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Second ed., Vol. I, pp. 513-1388). Houston, Texas, USA: Gulf Publishing Company. DOI: https: //doi.org/10.1016/B978-075067785-1/50016-6. 2004.
14. *MY -SWACO*. MI - Drilling Engineering Manual (First ed.). Texas, Texas, USA. 1998.
15. *MY SWACO.* FLO - TROL. Flo-trol * filtration-control additive is a special starch derivate used in FloPro * systems. Houston, Texas, USA. Obtained from www.miswaco.slb.com. 2007.
16. *Montes, A., Carreño, W., & Guío, M.* Aspects of drilling complex wells in piedmont in times of crisis. Sources: The energy blowout, 16 (1), 87-97. 2018.
17. *Office of Economic and Statistical Studies (OEEE).* Our daily potato. The report, Ministry of Agriculture, Lima, Peru. 2011.
18. *Ortiz Vargas, D., Carillo, Z., & Tarazona, D.* Mathematical model to determine allowable pressure of controlled sludge filtration losses. Sources: The energy blowout, 16 (1), 47-55. 2018.
19. *Peña Carrasco, EF*. Extraction and physicochemical and functional characterization of starches of five varieties of Native Potatoes from Ilave (Puno). Thesis, National Agricultural University La Molina, Faculty of Food Industries, Lima. 2017.
20. *Portilla, H., Suárez, D., & Corzo, R.* Methodology for optimizing drilling parameters based on geomechanical properties. Sources: The energy blowout, 10 (2). 2012.
21. *Ramos, J., Santamaría Osorio, L., Mendoza Leiva, CA, Uribe, W., & Poanco, L.* Modified cassava starch as an additive in water-based drilling fluids. Research. indb, VI (1), March 2013. 39-47.
22. *Rodriguez Bermudez, E.* Interactive Guide to Sludge and Cement Laboratory. The Industrial University of Santander, Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Bucaramanga: UIS Repository. August 27, 2007.
23. *Soto Izarra, RD, & Yantas Huaynate, PE*. Evaluation of starch quality obtained from three potato varieties (Solanum tuberosum) grown in the province of Jauja. Thesis, National University of the Center of Peru, Faculty of Applied Sciences, Professional Academic School of Agroindustrial Engineering, Tarma, Peru. 2012.
24. *Thomas, D., & Amoco Production Co.* Thermal Stability of Starch and Carboxymethyl Cellulose Based Polymers Used in Drilling Fluids. SPE Journal, 22 (2), 1982, 171-180.
25. *Zhou, H., Wang, C., Shi, L., Chang, T., Yang, H., & Cui, M.* Effects of salts on physicochemical, microstructural, and thermal properties of potato starch. Food Chemistry, DOI: https: //doi.org/10.1016/j.foodchem.2014.02.015; 2014, February 14, 156 (1), 137-143.

Validating of structural-tectonic model according to water cut analysis and tracer test results

Zaripov Ilgiz Irikovich[1], Stanimirovich Diyana Pervoslavovna[2]
[1,2]Student
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
Scientific adviser: Ph.D., Dorofeev N.V.

ABSTRACT

The proper reservoir characterization represents the key issue for maximizing recovery efficiency from any reservoir. Nowadays, data from conventional geophysical and hydrodynamic analysis methods are often not enough for providing the necessary information for complete understanding of geological structure and reservoir architecture.

In order to collect as much valid information as possible on geological and filtration characteristics of reservoir, engineers and experts need to apply and compare different kinds of analysis methods. Tracer tests imply an important and decisive modern technique to determine communication channels in underground porous formations. The technique can offer essential information on fluid motion, formation properties and solid elements for validating geological models.

The aim of the work is to update the structural-tectonic model of the V. Filanovsky field taking into account tracer studies. The work included: -analysis of the dynamics of technological parameters of the object of development; -analysis of the results of tracer studies; -analysis of the quantity and filtration speed of applied tracers. During the analysis of tracer studies, the possible distribution pattern of tectonic disturbances not detected by seismic surveys was determined. The results of the study can be used to build the current geological model of the V. Filanovsky field.

KEWWORDS

Water flooding, seismic surveys, tracer, concentration, strike-slip fault, downthrow fault, uncompacted zone, impermeable faults, water cut, rate of production.

One of the largest oil fields in Russian sector, Offshore V. Filanovsky Oil field, was discovered in the central region of Caspian Sea in 2005. The Oil field is located in the northern part of the Caspian Sea, 190 km from the city of Astrakhan, at sea depth of 7-11 m. The distance from the city of Makhachkala is about 250 km. Technical operations were conducted under the conditions of a temperate cold sea climate. The climate of this area is distinguished by the contrast between cold, windy weather with frost in winter and hot, dry summer.

The nearest Oil and Gas fields on the sea are fields – Grayfer Field (8.5 km to the north), Yuri Korchagin Field (36.5 km to the east), Khvalynsk Field, and Kuvikina Field named after Yu. Kuvikin (Figure 1).

Ten major hydrocarbon deposits have been discovered in the sediments of the Middle Upper Jurassic and Lower Cretaceous. All reservoir deposits are narrow and extended from west to east. In terms of recoverable oil reserves, the V. Filanovsky Field belongs to the category of large fields. Top initial flow rates are achieved due to the high permeability of the reservoir. The oil produced from this field is of high quality and belongs to the category of light low-sulfur oil. All faults identified by seismic surveys are related to shear-fault ones.

The main industrial reserves are located on the western deposits of the Neocomian sub-layer, on which most of the wells have been drilled (Figure 2).

The beginning of the development is the drilling of the first cluster of production wells with MLSP-1(marine ice-resistant stationary complex): No. 7, 6, 8, 5, 4, 4-N, 5-H, 17, which started in 2016 and completed in 2017. Afterwards, the drilling of well No. 7-N was the beginning of drilling the second well cluster with MLSP-2: No. 7-N, 10, 8-N, 11, 12, 13 and 13BS, 14, which was completed in 2019.

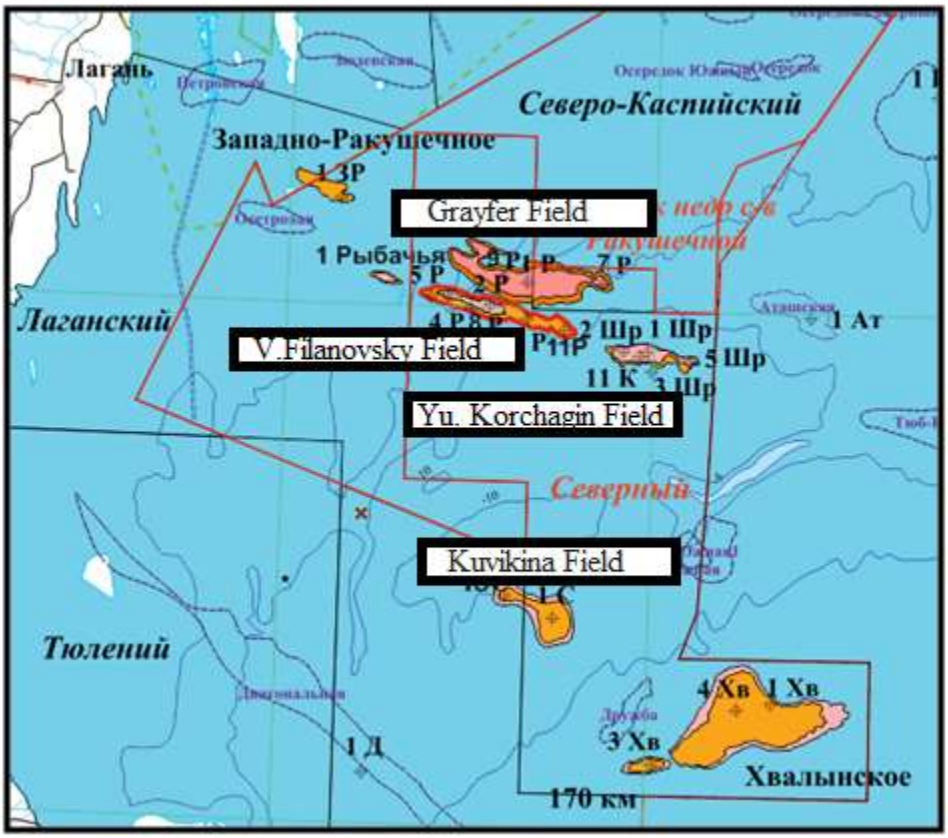


Figure 1. Overview map of the work area

Six prospecting wells were drilled: No. 2, 4, 5, 6, 8, and 11. By 01.01.20, there were 16 producing and 3 injection wells in the Neocomian sub-layer. Wells were drilled from two marine ice-resistant stationary platforms MLSP-1 and MLSP-2.

Initially, water was injected in two injection wells (No. 5-N and 8-N), and in June 2019, well No. 7-N was also converted into injection well. In the initial phases of hydrocarbon extraction, the increasing coproduction of water and high gas factor in numerous wells, together with a significant drop of reservoir pressure were reported. Increasing coproduction of water was notified in wells 4, 4-H, 5, 6, 7, 7-H, 8, 12.

Based on the data on the dynamics of oil, gas, and liquid production, water cut analysis was performed for wells No. 4-N, 4, 5, and 8 (Figures 3, 4, 5). According to the dynamics of technological parameters, the dependence of the influence of the processes of starting and stopping water injection from injection wells on the change in water cut in producing wells is established.

So, for example, for injection well No. 8-N at the time of the start of injection (08.2018) and its shutdown (08.2019), in production well No. 4 was recorded an increase and decrease in water cut, respectively (Figure 3). Since the start of the operation of injection well No. 8-N, the water cut has increased, reaching a maximum value for the period under review, from 19.96 to 45.91%.

According to the dynamics of the technological parameters of the producing wells of the first cluster No. 4-N and 5, it is clearly noticeable that the water cut was affected by the injection from injection well No. 8-N from the second cluster, while the effect from injection well No. 5-N was not recorded. After the start of injection through injection well No. 8-N, a gradual increase in the proportion of water in the production of production well No. 4-N was recorded, so for ten months (08.2018-06.2019), the water cut increased to a maximum value from 1.22 to 67.75% (Figure 4).

.

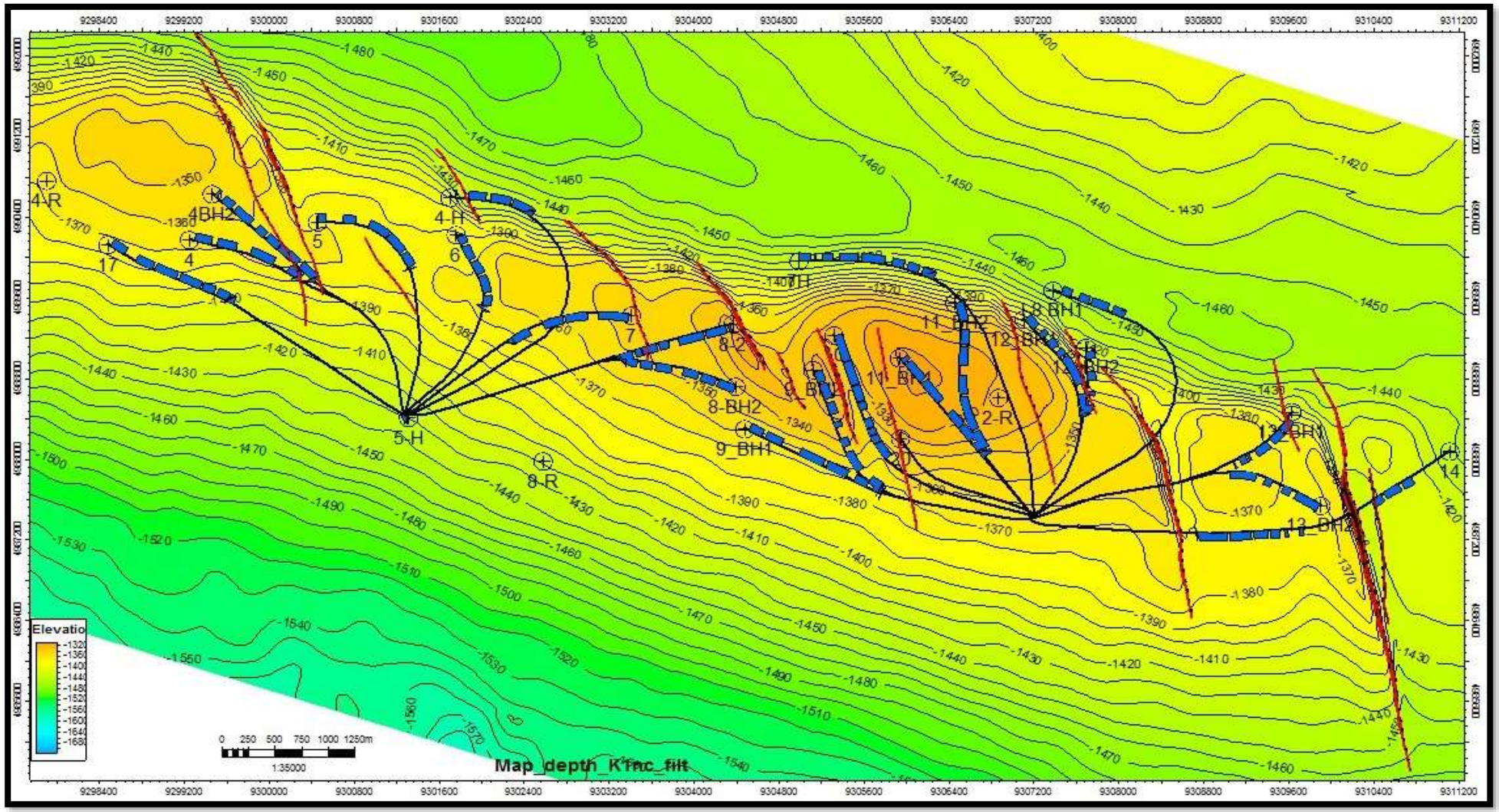


Figure 2. Structural map with the location of the wells of the V. Filanovsky field at the time of applied tracer studies

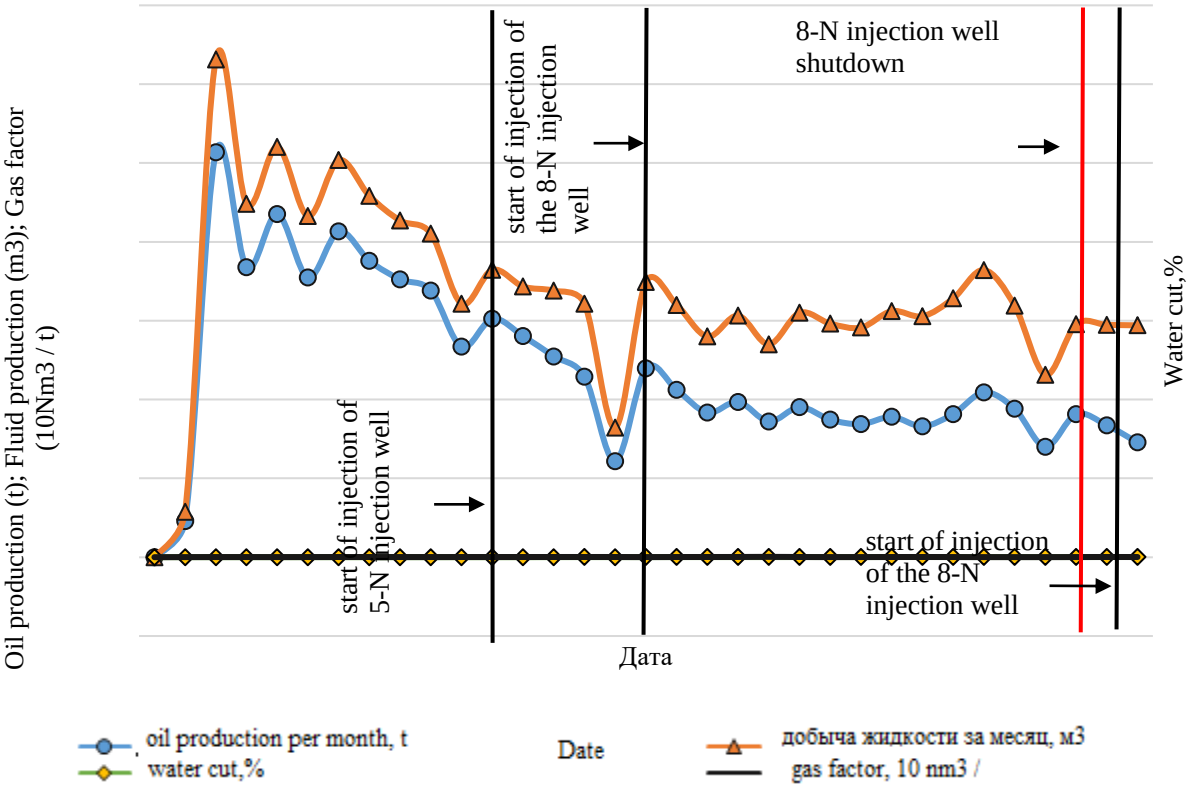


Figure 3. Dynamics of technological parameters for production well No. 4 of the field named after V. Filanovsky

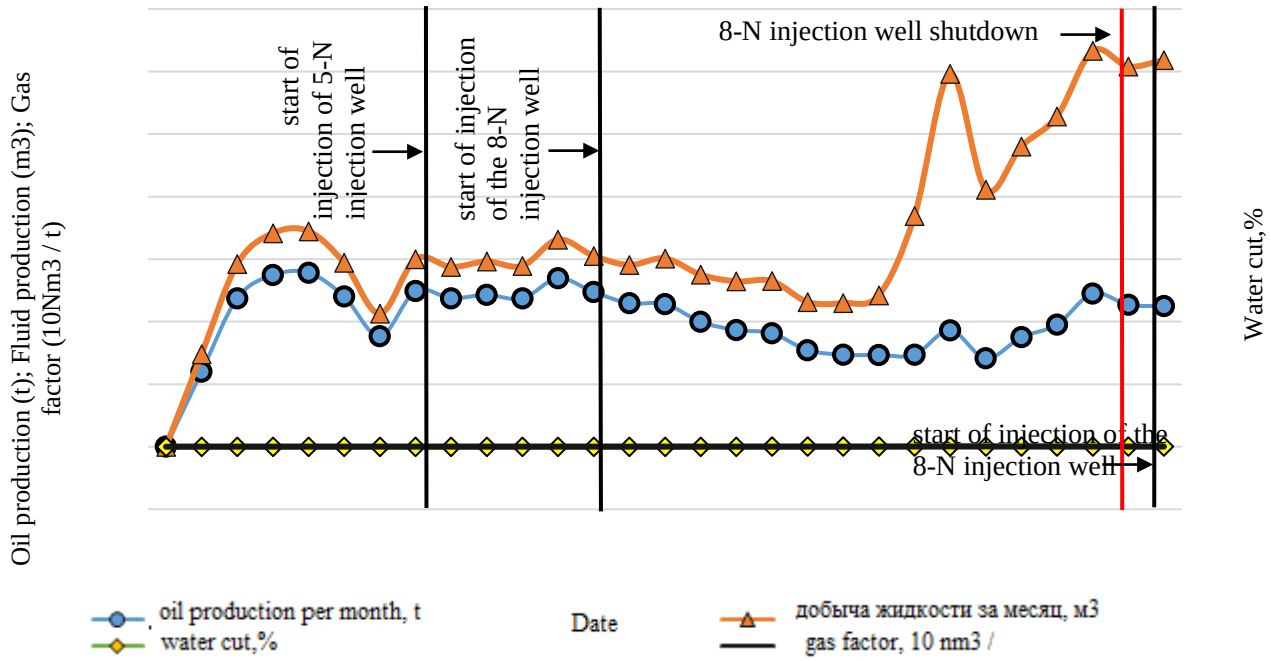


Figure 4. Dynamics of technological parameters for production well No. 4-N of V. Filanovsky field

Also, the work of injection well No. 8-N led to a sharp increase in the water cut of producing well No. 5, so for 16 months the proportion of water in production increased to a maximum value from 0 to 49% (Figure 5).

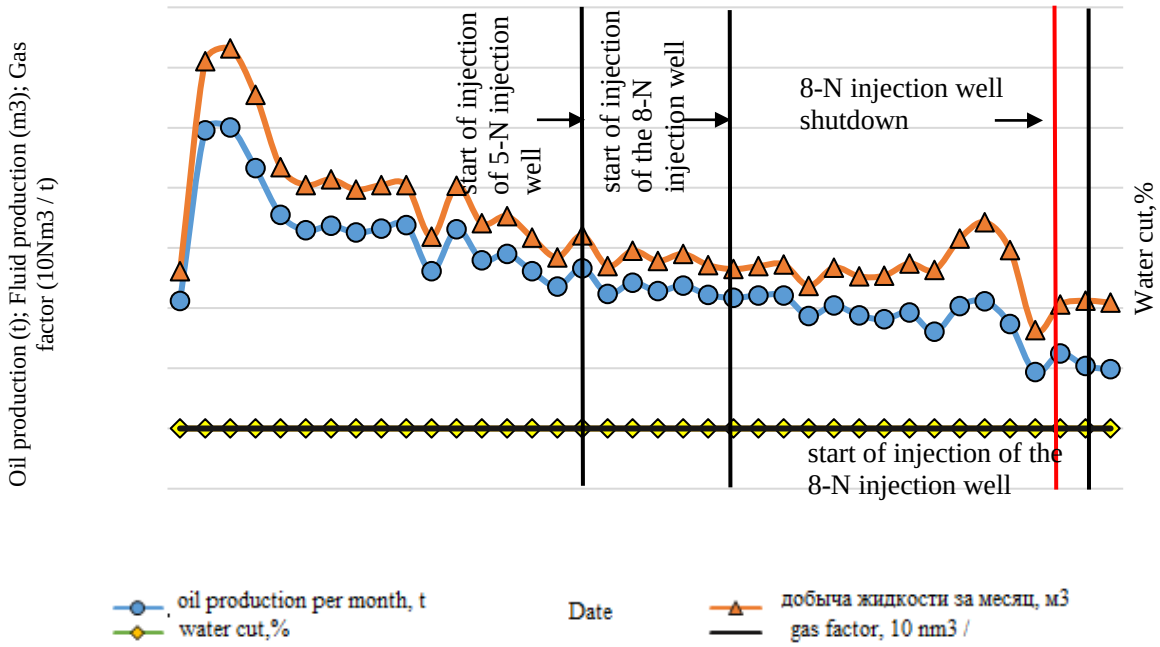


Figure 5. Dynamics of technological parameters for production well No. 5 of the V. Filanovsky field

According to the dynamics of the technological parameters of producing wells, it was found that a certain number of wells did not respond to water injection from injection wells (table 1).

Table 1. Information on the current fund of production and injection wells in the V. Filanovsky field for the initial period of tracer studies (November 2019)

Number	Well number	Real well production parameters			Water cut %	Well working days	Note
		Gas factor $м^3/м^3$	Oil production т/сут	Liquid production $м^3$/сут			
1	7	105,76	2237,50	2764,20	1,00	30	MLSP-1 Active is one injected well - 5-N
2	6	117,3	1920,90	2618,70	13,00	30	
13	5	160,5	1044,20	1952,90	34,80	30	
4	8	125,8	1295,20	1675,70	5,60	30	
5	4	148,0	1257,30	2126,00	27,90	30	
6	4-H	217,5	825,40	2210,10	64,20	30	
7	17	147,7	1058,10	1292,30	0,20	30	
8	9	116,1	0,00	0,00	0,00	30	MLSP-2 Active are two injected wells- 7-N, 8-N
9	10	155,7	978,55	1195,95	0,00	30	
10	11	99,7	679,35	830,48	0,00	30	
11	12	130,4	633,12	1128,84	28,16	30	
12	13	289,5	1512,58	1848,04	0,00	30	
13	14	165,7	1692,84	2068,59	0,00	30	
14	20	100,1	1117,67	1366,04	0,00	30	
15	3	132,0	1895,46	2330,00	0,00	30	
16	1-H	105,76			1,00	12	

Such uncertainty indicates a lack of understanding of the adequacy of the geological model, in other words, its inadequacy within the development field data. These facts indicate

the heterogeneity of the reservoir, the existence of highly permeable channels and, at the same time, the presence of semi permeable barriers.

In order to identify the presence of a hydrodynamic connection between injection and production wells, tracer studies were applied. Running tracers can significantly increase the information of characterization of reservoir processes of the studied objects and thereby significantly increase the effectiveness of method used for hydrocarbon recovering.

Conducting tracer studies consists in the sequential implementation of the following steps:

- • selection of a research site, control wells, determination of goals, tasks and technological parameters;
- • background sampling and laboratory analysis prior to the start of tracer studies;
- • injection of a tracer into injection wells;
- • sampling and laboratory analysis;
- • interpretation of results, issuing recommendations, final report.

Tracer was injected into all three injection wells No. 5-N, 7-N, 8-N: first, the tracer was pumped into well No. 8-N (01/25/19), after which additional injection was carried out through injection wells No. 7-N and 5-H (11/24/2019 and 11/25/2019). Before injecting, in order to prevent possible errors, as well as to build calibration graphs for each type of indicator, background samples were taken. In background samples, the possible presence of tracers from previously conducted studies was not detected [1,2].

A new generation tracer based on gas-saturated particles (highly sensitive fluorescent indicators) was used as tracer in well No. 8-N [2]. On wells No. 5-N and 7-N, alcohol-based chemical tracers (VPI-6 and VPI-2) were used, with a reliable possibility of identifying each indicator against the background of another using analytical chemistry methods [1].

Before the tracers were injected into the injection wells, the water injection has been stopped. Immediately upon completion of the indicator injection process, water (8-10 m3) has been pumped in order to stimulate the flow of solution. During the first hours, samples were taken for the entire stock of production wells and for each injection well directly in the water supply line. Further, in order to determine the most “high-speed” filtration paths between injection and production wells, daily sampling was carried out for 89 days. Based on the results of tracer studies, a comprehensive analysis was carried out.

DESCRIPTION OF THE RESULTS

The analysis of the samples revealed that the arrival of the tracers have been detected from these injection well:

- • No. 8-N at 4 selected producing wells: No. 4, 4-N, 7-N, 12;
- • No. 5-N at 5 selected producing wells: No. 4,5,6,7,8;
- • No. 7-N at 4 selected producing wells: No. 5,6,7,8.

According to the dynamics of changes in the concentration of the tracer (Figure 6), we can “see” all the heterogeneity of the formation between the injection and production wells.

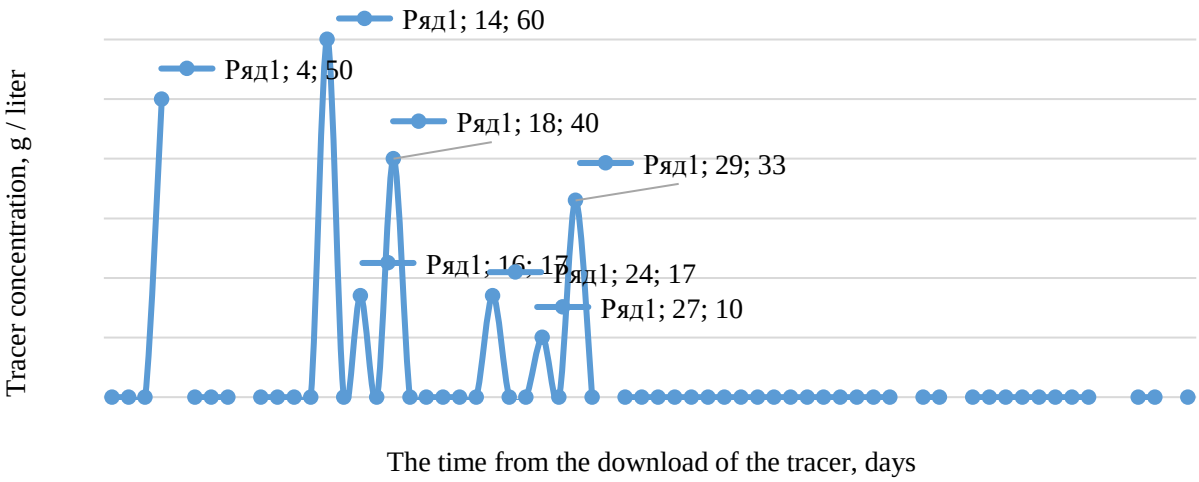


Figure 6. Dynamics of changes in the concentration of the tracer over time in production well No. 4-N, which responded to injection from injection well No. 8-N

According to the number of maximum peaks of change in the concentration of the tracer over time for each production well, the number of filtration channels is established. So, for production well No. 4-N (Figure 6) seven filtration channels are recorded [3].

Table 2. The results of the interpretation of tracer studies in the form of geological and physical properties of reservoirs in the zone of influence of the injection well
No. 8-N V. Filanovsky field

Number	Producing well.	Sampling period	Number of filtration systems channels	Average indicator arrival rates		The weight of the indicator		Total effective current channel volume	Actual permeability of current	
				max	min				max	min
		days	pcs	m/day	m/day	mt	%	m³	mkm²	mkm²
1	4	50,5	6	2101,	229,	1,06	32,9	0,0082	8576,6	937,63
2	4-H	50,5	7	3358,	400,	0,17	5,3	0,0012	9200,5	1095,7
3	7-H	49,5	4	112,5	49,0	0,95	29,5	0,021	98,69	42,94
4	12	47,5	7	71,3	29,4	1,04	32,3	0,025	38,78	16,02
Total						3,22	100	0,06		

Analysis of the change in the concentration of the tracer over time allowed us to establish that the maximum concentration of the tracer in well No. 4-N (reacted from No. 8-N) and No. 6 (reacted from No. 5-N) is due to high filtration rates, high permeability, and low volumes of current tubes filtering channels (table 2). For production well No. 7 (reacted from No. 7-N), the rapid arrival of a highly concentrated tracer is due to its proximity to injection well No. 7-N.

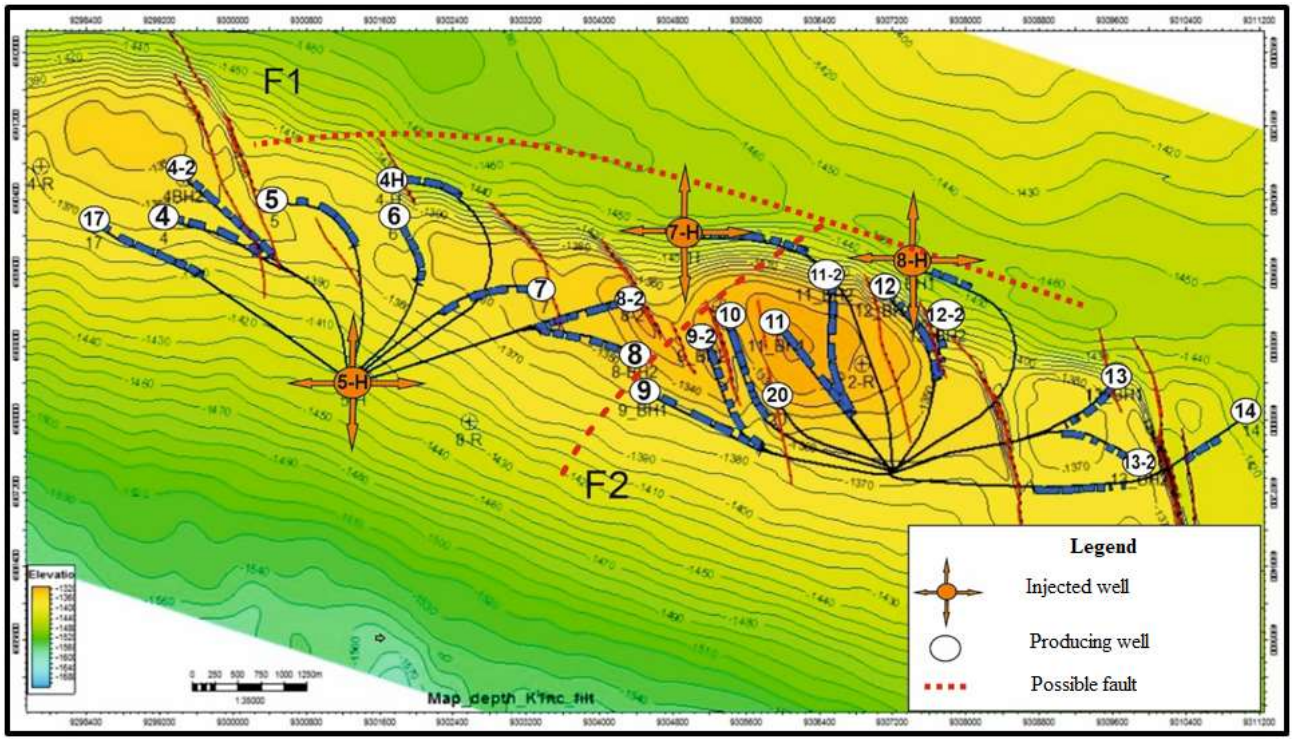


Figure 7. Structural map of the V. Filanovsky field with faults identified after conducting tracer studies

In the course of a comprehensive analysis of the tracer studies for injection well No. 8-N, it was revealed that from all four reacted wells, well No. 4 and 4-N have good hydrodynamic connection with injection well No. 8-N, and that the most active connection is characteristic for well No. 4- N. For injection well No. 5-N, from five hydro dynamically connected wells, the most active hydrodynamic connection is observed for well No. 8. From four wells that have responded to the injection of the tracer from injection well No. 7-N, a reliable hydrodynamic relationship is characteristic for three production wells No. 6, 7.8.

A good hydrodynamic connection between injection wells and producing wells is most likely due to decompressed (fractured) zones.

Based on the interpretation and analysis of the arrival rate of the tracer, good connectivity was established between wells located at a considerable distance from each other (up to 8 km).

Based on the analysis of tracer studies, the possible nature of the distribution of tectonic disturbances, that were not identified by seismic surveys, was determined.

As a result of the research, a new structural-tectonic model of the field was created (Figure 7)

The obvious factor is the presence of a loose zone along the northern side of the field. One can also assume the presence of an impermeable fault between the MLSP-1 (marine ice-resistant stationary complex) and MLSP-2.

In the future, it is necessary to build an updated structural-tectonic geological model of V. Filanovsky Oil field, with the subsequent adaptation of its hydrodynamic model also.

In their article, N.P. Efimov, A.K. Ponamarev [3] say that most of the domestic works give qualitative approaches to the description of reservoirs using tracer studies: mainly the results of such studies include information about the geological structure and parameters of the reservoirs and their impact on the water flooding process. Only an insignificant part of the work contains a quantitative assessment of the results of tracer studies related, for example, to the use of computer simulators to coordinate tracer data and the geological model of the formation.

R.M. Katz in his work [4] calls into question the possibility of obtaining quantitative results in a short time of conducting tracer studies (from several months to a year). For this reason, R.M. Katz believes that to construct a hydrodynamic model of an object, tracer studies should be combined with other methods for studying reservoir properties: hydrodynamic, seismic studies, reproduction of development history, etc. Such examples exist in foreign literature.

G.T. Bulgakova and T.F. Kireev in [5] proposed a method for interpreting tracer studies based on the representation of highly permeable filtration channels in the form of discrete cracks connecting the faces of production and injection wells. As a result of testing the model, a stable algorithm for solving the inverse problem was constructed. Using an example with two cracks, it is shown that a solution to the quasi-inverse problem exists and continuously depends on the input data. The authors found that in the absence of flows between the cracks and formations, the results of interpretation using the presented method are close to the results of the classical interpretation. The presence of cross flows increases the estimated crack volume by 200 times or more. It has been established that if the production and injection wells are connected to each other by a network of vertical cracks with permeable walls, the classical method can give an underestimated and inadequate estimate of the volume of these cracks. The authors of the study proposed to extend the findings to all cases of highly permeable channels representing horizontal interlayer with vertical flows. The specifics of the effect of cross flows on the estimated fracture volume remains the same, despite the fact that in horizontal interlayer the streamlines of the tracer between the wells are not linear, but radial.

A new approach was presented in [6], based on a combination of the results of geophysical surveys in wells and the results of cross-hole tracer studies. It was established that

in the presence of a significant transfer of injected water through the channels of low filtration resistance (which in this case can only be determined by the results of indicator studies and cannot be estimated by core and well logging), the application of the results of indicator studies allows the adaptation of the used hydrodynamic model for accounting those channels, which significantly increases the degree of model adequacy to the real object of research.

LITERATURE:

1. *Levchenko V.S.* Report on the results of tracer studies of the field named after V. Filanovsky, Injection of indicators into two water injection wells No. 5-N and 7-N / [Text] / V. S. Levchenko, L. A. Anisimov, I.V. Vorontsov-Volgograd, 2019-34 p.
2. *Levchenko V.S.* The results of tracer studies - injection of the tracer marker into the injection well No. 8-N / [Text] / A. V. Lifantiev, L.A. Anisimov, I.V. Vorontsov-Volgograd, 2019-56 p.
3. *Efimova NP, Ponamarev AK, Shteinberg Yu.M., Solopov DV,* Applicability of the results of tracer studies for modeling the processes of oil field development, M.: FGU Federal Research Center NIISI RAS, 2016, 48-49 p.
4. *Katz R.M.* Some problems of using the tracer method for hydrodynamic modeling, M: Federal State Institution Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Russian Academy of Sciences, 2016, 26, 33 p.
5. *Kireev T.F., Bulgakova G.T.* Interpretation of tracer studies using a discrete model of cracks // Computational mechanics of continuous media. - 2018. - T. 11. No. 3. - 252-262 p.
6. *Kuznetsova K.I., Kuznetsov M.I., Chernokozhev D.A.* Combining the results of geophysical surveys in wells and cross-hole tracer studies during adaptation of filtration models of oil reservoirs // Eurasian Union of Scientists. -2015.-N.5-8 (14).- 19-22 p.

СОДЕРЖАНИЕ

Абдурахманова Э.Ю.
Влияние рисков на экономику нефтегазовых проектов……..……...3
Агуреев С.М., Ильин И.А.
Алгоритм расчета траекторий условно-горизонтальных стволов скважин с учетом технологических ограничений бурового оборудования……..….....7
Аитов Ч.Р.
Методика определения проницаемости околоскважинной зоны по результатам газогидродинамических исследований скважин.....….....13
Алиев С.А.
Модернизация и оптимизация измерительных установок «Нефтемер» и средств их метрологического обеспечения……..…….....20
Аль Тии Мостафа Н.А.А.
Исследование особенностей работы винтового забойного двигателя при вращении бурильной колонной…….…….....25
Артанова М.В.
Особенности международно-правового регулирования транзита газа…....31
Артанова М.В.
Оптимизация процедуры строительного контроля в целях повышения безопасности труда на объектах строительства магистральных газопроводов……..…….....40
Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Шаляпин Д.В., Бакирова А.Д.
Разработка для Пякяхинского месторождения технологических решений по подготовке ствола скважины к цементированию и повышению качества крепления с использованием искусственного интеллекта……..…….....46
Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В.
Строительство скважин в интервалах неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород и способы их закрепления……..….....55
Баранников Я.И., Щербаков А.В.
Оптимизация схем кустования на поздней стадии разработки месторождения…….…….....59
Бегаева О.А., Самойленко А.Ю.
Методические подходы к анализу данных межколонных давлений. Разработка технологии ликвидации межколонных давлений....….....…67
Бондарь М.А.
Разработка безэлектролитного электрода сравнения для коррозионных изысканий……..…75

Борейко Д.А., Быков И.Ю.
Исследование синергетических закономерностей формирования сигналов акустической эмиссии с учетом рассеяния магнитного потока в зонах концентрации напряжений ферромагнитных материалов для повышения точности определения их остаточного ресурса…….....……....84
Буркова А.А.
Способ раннего обнаружения перетоков газа из продуктивной толщи в заколонном пространстве скважин…….……...…..91
Ванчугов И.М., Олейникова Д.А., Бобков И.А.
Влияние смесеобразования на параметры режима последовательной перекачки……..…….....96
Васильева В.Д.
Тенденции развития цифровых двойников в нефтегазовой отрасли РФ.....104
Велижанин А.А.
Регулировка двухфазных режимов течения в цилиндрическом капилляре……112
Войтинская В.В.
Перспективы законодательного регулирования криптовалюты в нефтегазовой отрасли в Российской Федерации…….…….116
Волков П.В., Большунов А.В.
Экспериментальное исследование теплового газодинамического метода для предотвращения гидратообразования при разработке газовых месторождений и установок комплексной подготовки газа……..…..…124
Гаязетдинов А.Э.
Увеличение спуско-подъёмных операций при гидравлическом разрыве пласта за счёт применения насосно-компрессорных труб с резьбой F-3.2 взамен резьбы ГОСТ 633-80…..……...…...134
Данилина А.Ю.
Анализ перспектив применения акустических технологий при повышении нефтеотдачи……...……...……...139
Дегтярёв Ф.В.
Опыт применения ингибирующего бурового раствора для бурения пород надсолевого комплекса Припятского прогиба…….....143
Денисова С.С., Салимгараев А.А.
Тенденции и риски развития энергопотребления в мире до 2050 года…...151
Домнин О.В.
Характеристика Организации Договора коллективной безопасности.…..156
Дошлов И.О., Горяшин Н.А., Кузора И.Е.
Нефтяной пек из высокоароматизированного мазута....……...…..166

Дьячков А.А.
Оценка влияющих факторов на продуктивность пластов П и отложений коры выветривания на примере месторождения Шаимского нефтегазоносного района……..…….175
Зарипов И.И., Станимирович Д.П.
Актуализация структурно-тектонической модели в контексте анализа обводнения скважин и трассерных исследований……..…….....182
Зарипова Р.Р., Дубовиков П.А.
Декластеризация как процесс статистического учета влияния горизонтальных скважин на 3D геологическую модель..…….....192
Зиганшин Р.Ф., Ракитин Е.Л., Новокрещенных Д.В.
Повышение эффективности ГРП в карбонатных отложениях P1ar+k Пашнинского месторождения Республики Коми…….……...….198
Ивчин М.В.
Гидрофобный фильтр для ликвидации нефтяных загрязнений с водной поверхности……...…….…….....206
Кокшаров С.И.
Проведение водоизоляционных работ, закачкой глинистого экрана с предварительным проведением специальных ГИС……..…....216
Кривошеев Н.В., Кривошеева Н.Н., Рахимов А.Р.
Опыт строительства с береговой зоны Балтийского моря скважин с большим отходом от вертикали месторождения D41…….…….....222
Кутырев А.О., Мельников В.Н.
Применение методов математического анализа для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие для оптимизации процессов разработки месторождений…….....228
Лемешев Я.В., Сивцев А.И.
К вопросу продуктивности единичных скважин в ряде площадей республики Саха (Якутия)……..……...….235
Лобанов П.Ю., Радевич Ю.Е.
Кластеризация данных при геолого-промысловом анализе……....239
Малых А.Е.
Эволюция доктринальных оснований обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации в современных условиях….....243
Мороз А.С.
Внедрение установки предварительного сброса воды на пункте подготовки и сбора нефти «Ярега»…….....….247
Мусалеева А.М.
Совершенствование процедуры оценки производственных рисков объектов топливно-энергетического комплекса…….....…256

Налетов И.Д.
Энергетическая утилизация попутного нефтепереработке газа…..……..266
Невгод Е.А.
Внедрение принципов бережливого производства в систему транспортного обслуживания нефтедобывающего предприятия…….……271
Невгод Р.Г.
Повышение нефтеотдачи путём сейсмической стимуляции нагнетательных скважин без подхода бригад КРС и ОПЗ на примере скважин Средне-Хулымского месторождении…...…….……..275
Никель С.А., Лекомцев А.В.
Повышение эффективности добычи нефти при совершенствовании процесса внутритрубной деэмульсации высоковязких эмульсий (на примере Рассветного месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)……...……...277
Павлюк К.И., Цалко В.В., Осипенок Е.М.
Изучение кинетики термической полимеризации тяжелой пиролизной смолы……...…….....286
Парамзин А.О.
Комплексный предиктивный анализ погружного электродвигателя для управления его межремонтным периодом……...…….....291
Паскарь С.Ю.
Аномальная диффузия идеального газа в геологической среде с флуктуирующими свойствами...…….....296
Переплеткин И.А.
Комплекс современных методов малоглубинной электроразведки с целью оптимизации сейсморазведочных работ в областях неоднородной верхней части разреза…..……..…….....303
Петров Д.М., Александров А.Р.
Перспективы нефтегазоносности верхней части разреза Алданской ветви Предверхоянского прогиба……...…...……...……310
Прокофьев В.А.
Инновационная активность нефтегазового комплекса…...……....317
Рейшахрит Е.И., Степанов И.А., Филатова И.И.
Обеспечение рационального природопользования на основе строительства комплекса по сжижению метана угольных пластов……...…….323
Репин А.В.
Пути повышения уровня конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний в условиях действия антироссийских санкций…….334
Салимгараев А.А.
Обеспечение надежности оборудования в осложненных условиях месторождений компании n-нефтегаз……...……....339

Севостьянова Р.Ф.
Особенности нефтегазонакопления на древней Сибирской платформе (юго-западный сектор Якутии)…….....348
Севрюгина Е.С., Зубарева О.В.
Создание модели лидерства в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и проведение конкурса «Молодой лидер-нефтяник»…..…….....354
Симонова А.В.
Научно-технический потенциал нефтегазовых компаний…..…….....359
Тарачева Е.С., Сивкова А.В., Гильметова Ю.Г.
Прогноз зон наличия капиллярно-защемленной нефти для низкопроницаемых коллекторов при обосновании остаточной нефтенасыщенности различными способами…..…….....364
Труш Д.Е.
Проблемы правового регулирования экологической безопасности подводных трубопроводов…..…….....374
Федянин К.И.
Внедрение системы онлайн мониторинга коррозии, с целью оперативного выявления аварийно-опасных участков трубопроводов на месторождение имени В. Филановского…….....382
Хабибуллина А.Ф., Федосеев П.О., Барашкин Р.Л.
Определение числа степеней свободы системы управления на примере блока первой ступени сепарации…..……....387
Халидов И.А.
Задачи ликвидации производства и оставлению месторождений: управление разработкой нефтяных месторождений на поздней стадии…….....397
Часовских В.Р.
Гидродинамическое моделирование как инструмент снижения технологических рисков при цементировании скважин…..…….....405
Шанулина А.О.
Инерционно-вакуумный пылеуловитель, как высокоэффективный очистной аппарат…..…….....411
Шарипов А.А.
Анализ статистических данных по отказам пунктов редуцирования газа. Расчет интенсивности отказов регуляторов давления газа…….....416
Шаталов Р.Э.
Проблемы эксплуатации ультразвуковых счетчиков и пути их решения…..…….....421
Шкандратов Е.В.
Адаптация технологических подходов при освоении скважин объекта $А_{ч6}$ Имилорского месторождения…..…….....426

Шмакова А.В.
Секьюритизация как способ финансирования строительных предприятий нефтегазового комплекса…..……..….....436
Mr. Juan Carlos Santivañez Huarcaya, Mr. Walter Erick Cano Tocas
Effect of potato starch and NaOH in the API filter of water-based drilling fluid in the oil industry…..……..…….....445
Zaripov I.I., Stanimirovich D.P.
Validating of structural-tectonic model according to water cut analysis and tracer test results…..……..…….....451



