

На правах рукописи

**ВАГАНОВ ЮРИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ  
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПЕРЕХОДНОЙ  
ЗОНОЙ НА ПРИМЕРЕ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ**

(методология, результаты исследований, внедрение)

Специальность 2.8.2. – Технология бурения и освоения скважин

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

доктора технических наук

Тюмень – 2023

Работа выполнена на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин»  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

**Научный консультант** доктор технических наук, профессор  
Овчинников Василий Павлович

**Официальные оппоненты:** Нифонтов Юрий Аркадьевич  
доктор технических наук, профессор  
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский  
государственный морской технический  
университет» / кафедра промышленной и  
экологической безопасности объектов судовой  
энергетики, заведующий кафедрой

Чернышов Сергей Евгеньевич  
доктор технических наук, доцент  
ФГАОУ ВО «Пермский национальный  
исследовательский политехнический  
университет» / кафедра «Нефтегазовые  
технологии», заведующий кафедрой

Некрасова Ирина Леонидовна  
доктор технических наук  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в городе Перми /  
Управление технологии строительства  
скважин, ведущий научный сотрудник

**Ведущая организация** Общество с ограниченной ответственностью  
«Научно-исследовательский институт  
природных газов и газовых технологий Газпром  
ВНИИГАЗ» (Московская область, п. Развилка)

Защита диссертации состоится «27» февраля 2024 года в 14-00 на  
заседании диссертационного совета 24.2.428.03, созданного при ФГБОУ ВО  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу:  
450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте  
[www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

### **Общая характеристика работы**

**Актуальность проблемы.** Актуальность проблемы. Энергетической стратегией России на период до 2035 года, утвержденной правительством Российской Федерации от 09.06.2020 №1523-р, предусматривается довести добычу нефти до 555 млн. тонн и газа до 1000 млрд. куб.м. в год. В настоящее время основной объем природного газа (752 млрд. м<sup>3</sup>. газа), добываемого в России, отбирается из сеноманских газовых залежей месторождений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское), которые разрабатываются с 70-х годов прошлого столетия и находятся в завершающей стадии эксплуатации – на сегодня из них извлечено более 75 % от начальных запасов газа.

Характерными факторами, усложняющими их эксплуатацию сегодня, являются: падение пластового давления на 80 % - до 1,82 МПа; повышение обводненности продукции за счет подъема газовой воды (ГВК) до 65 м вверх по разрезу; снижение эксплуатационного фонда скважин за счет их перехода в бездействующий (46 % от общего эксплуатационного фонда), что заметно отражается на равномерности отработки залежи в целом.

Использование технологий, входящих в комплекс освоения газовых скважин, таких как опробывание и испытание пластов, проведение геофизических исследований, ремонтно-изоляционных работ (РИР), обработка пристволовой зоны пласта (ОПЗ) и другие методы интенсификации притока пластового флюида, зачастую связаны с профилактическими остановками работы скважин. В совокупности с выше изложенным, геологотехнологические пластовые характеристики сеноманских залежей сдерживают газоотдачу на уровне не более 85 %, что означает близость окончания освоения сеноманских газовых залежей. Сложившаяся же степень инфраструктурного развития этих месторождений, важность социально-экономического фактора требуют рассмотрения возможности разработки и внедрения новых научно обоснованных технико-технологических мероприятий, позволяющих продлить разработку и увеличить конечную газоотдачу месторождений сеноманского продуктивного комплекса.

Диссертационная работа подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов,

выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: "Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса" (№ FEWN-2020-0013, 2020-2023 гг.)

**Степень разработанности темы исследования.** Исследованиям в области освоения газовых скважин посвящены работы многих отечественных и зарубежных исследователей. Среди них: З.С. Алиев, А.Д. Амиров, А.А. Ахметов, Ю.М. Басарыгин, Ю.Е. Батулин, С.Н. Бастриков, Ю.Н. Васильев, Р.И. Вяхирев, Р.А. Гасумов, М.Г. Гейхман, С.И. Грачев, О.М. Ермилов, Г.П. Зозуля, А.Т. Кошелев, В.Г. Кузнецов, И.И. Клещенко, А.В. Кустышев, В.Н. Маслов, Р.И. Медведский, А.Х. Мирзаджанзаде, В.П. Овчинников, А.И. Пономарев, А.В. Ручкин, В.И. Саунин, Р.С. Сулейманов, Р.М. Тер-Саркисов, А.П. Телков, В.К. Федорцов, Ф.З. Хафизов, А.К. Ягафаров, G.R. Gray, G. Kemp, W. Hurst и др. Ими предложены и разработаны методы освоения и интенсификации притока в газовых скважинах, технологические решения по предупреждению и ликвидации водопритокров, пескопроявлений и многие др.

Их анализ показал, что предложенные решения не учитывают сложности строения самой газовой залежи, в частности, сеноманского продуктивного комплекса, а именно наличие переходной зоны, фильтрационные свойства и характер насыщения которой не исследованы.

**Целью работы** является доизвлечение запасов газа из уже освоенных месторождений с переходной зоной за счет разработки новых и модификации известных технико-технологических решений.

**Основные задачи исследования:**

1. Анализ геолого-промысловых условий залегания газовых залежей сеноманского продуктивного комплекса, характера его насыщения, научное обоснование перспектив повышения газоизвлечения.
2. Оценка условий эксплуатации газовых залежей сеноманского продуктивного комплекса, существующих технологий освоения скважин.
3. Разработка концепции освоения газовых скважин в осложненных условиях, которые характерны для переходной зоны сеноманских залежей Западной Сибири.

4. Разработка инновационных технологий освоения газовых скважин переходной зоны сеноманского продуктивного комплекса на территории Западной Сибири.

5. Промышленная апробация разработанных технологических и технических средств с прогнозируемой надежностью и эффективностью за счет методик оценки качества и незавершенности планируемых мероприятий.

6. Оценка технико-технологической эффективности внедрения предлагаемых научно-технических разработок на газовых месторождениях севера Западной Сибири.

**Научная новизна работы** заключается в следующем.

1. В слабогазонасыщенной части сеноманской залежи в пределах выявленных границ переходной зоны установлены запасы, которые можно отнести к промышленным.

2. Феноменологическая модель освоения газовых скважин обеспечивает наиболее рациональные методы воздействия на пристволовую зону пласта за счет исключения геолого-технологической неопределенности границ и параметров переходной зоны.

3. Алгоритм обоснования технологии освоения газовых скважин в условиях геолого-технологической неопределенности границ и параметров переходной зоны, включающий этапы иерархической корректировки имеющихся сведений об объекте исследования и адаптации геологической модели, предусматривает оценку завершенности и успешности планируемых мероприятий, повышение продуктивности скважин.

4. Методика оценки технологических рисков при освоении переходной зоны сеноманской залежи позволяет учитывать развитие этапа возникновения аварийной ситуации и принятия оперативного решения по ее предупреждению и ликвидации.

**Теоретическая и практическая значимость.**

1. Изучено строение слабогазонасыщенной зоны сеноманской газовой залежи по высоте ряда крупных месторождений Западной Сибири, что позволило обосновать возможность дополнительного извлечения газа.

2. Построен прототип геолого-технологической модели переходной зоны в условиях недостатка геолого-геофизической информации, который

отражает основные законы распределения фильтрационно-емкостных свойств сеноманского продуктивного комплекса Ямбургского месторождения.

3. Разработаны и внедрены технологии:

- вскрытия переходной зоны, учитывающая зональное строение сеноманской залежи;
- увеличения фазовой проницаемости по газу, с сохранением газонасыщенной толщины пласта в условиях аномально низких пластовых давлений;
- извлечения аварийного оборудования, способствующая освоению скважин в условиях возникновения инцидентов при аномально низких пластовых давлений.

4. Теоретически обоснованы и рекомендованы составы, гидрофобизирующие поровое пространство пород коллектора при освоении скважин, вскрывших переходную зону сеноманской залежи.

5. Утвержден регламент по применению технологии изоляции водопритока в добывающих скважинах гидрофобизирующими составами с помощью установки колтюбинг (ООО «Заполярьресурс»).

6. Теоретически обосновано и предложено дополнение в действующую классификацию водоизоляционных работ – пункт о применении разработанных методов их восстановления.

**Положения, выносимые на защиту.**

1. Теоретическое обоснование наличия отличительных признаков фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) основной и переходной зоны сеноманской залежи.

2. Результаты анализа условий эксплуатации газовых залежей сеноманского продуктивного комплекса и технологий их освоения. Вывод о целесообразности и необходимости доизвлечения запасов газа из переходной зоны разработкой новых, совершенствованием известных методов и способов заканчивания скважин.

3. Требования к процессу освоения газовых скважин переходной зоны, способствующие равномерной выработке запасов залежи.

4. Технология заканчивания скважин (патент РФ 2793351) на месторождениях, содержащих продуктивные пласты (залежи) подобные

сеноманским месторождениям Западной Сибири, с включением операций, способствующих повышению устойчивости глинистой фазы продуктивного пласта и формированию адсорбционного гидрофобного слоя на поверхности поровых каналов.

5. Технология проведения водоизоляционных работ (патент РФ 2534373) с применением гидрофобизирующего состава композиции ЭТС-40 в газовом конденсате, с последующим закачиванием ГКЖ-11Н.

6. Технологии ликвидации осложнений в процессе освоения газовых скважин (патенты РФ 2592908; 155017; 153695)

7. Методика оценки качества работ и технологических рисков в процессе освоения газовых скважин, позволяющая осуществлять оперативный контроль по их предупреждению и дальнейшему развитию в аварийную ситуацию.

**Степень достоверности и апробация результатов.** Степень достоверности проведенных исследований подтверждена применением методов математической статистики (по коэффициенту Фишера, Стьюдента и др.), а также результатами опытно-промышленного внедрения. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

1. Межрегиональных научно-технических конференциях «Подготовка кадров и современные технологии для ТЭК Западной Сибири» (г. Тюмень, 2008, 2010 г.г.); «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (г. Тюмень, 2015 г.);

2. Национальных научно-практических конференциях Западно-Сибирского общества инженеров-нефтяников «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири» (г. Тюмень, 2010 г.); «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна» (г. Тюмень, 2018 г.);

3. Научно-практической конференции «Геолого-технические мероприятия на скважинах ОАО «Газпром»» (г. Кисловодск, 2011 г.);

4. Международных научно-технических конференциях «Нефть и газ Западной Сибири» (г. Тюмень, 2014 г.); «Современные технологии нефтегазовой геофизики» (г. Тюмень, 2018 г.); «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» (г. Анапа, 2018, 2020 г.); «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-

технологическими условиями их разработки» (г. Тюмень, 2021 г.); «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» (г. Сочи, 2021 г.);

5. Международных нефтегазовых форумах «Инновационные решения – поддержка уровня и ускорение эффективности деятельности в нефтегазовой отрасли» (г. Санкт-Петербург, 2019 г.); «Современное развитие скважинных буровых технологий» (г. Тюмень, 2020 г.).

#### **Соответствие содержания диссертационной работы специальности.**

В диссертационной работе изложены научнообоснованные технико-технологические решения, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие газовой промышленности Российской Федерации, а именно способствует газоизвлечению на уже открытых и разрабатываемых длительное время газовых месторождениях. Работа соответствует направлениям исследований паспорта специальности 2.8.2 «Технология бурения и освоения скважин» - пунктам:

1. Механика горных пород. Глубинное строение недр. Физико-механические, фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Пластовые флюиды. Напряженное состояние нарушенного массива горных пород при бурении, взаимодействие его с крепью;

2. Физико-химические процессы в объеме технологических жидкостей. Составы, свойства и технологии применения технологических жидкостей, химических реагентов для бурения и освоения скважин. Фильтрационные процессы в скважине;

3. Технические средства и материалы для улучшения проницаемости приствольной зоны пласта, интенсификации притока пластового флюида, предупреждения загрязнения недр, обеспечения охраны окружающей среды. Технологии и технические средства консервации и ликвидации скважин.

4. Моделирование, автоматизация и роботизация процессов бурения и освоения скважин, включая ремонтно-восстановительные работы, предупреждение и ликвидацию осложнений.

#### **Публикации.**

По теме диссертации опубликовано: 45 печатных работ, в том числе 9 монографий; 10 статей в международной базе цитирования Scopus, 19

статьей в изданиях, рекомендованных ВАК РФ; 5 патентов на изобретения и полезные модели, 5 работ в других изданиях.

**Личный вклад автора.** Соискатель участвовал на всех этапах исследовательских и промысловых работ, а именно: уточнения строения переходной зоны сеноманской газовой залежи по высоте, обоснования перспективности и целесообразности дополнительной добычи низконапорного газа; разработки научной концепции изменения технологии воздействия на прискважинную зону при освоении скважин; проведения анализа условий эксплуатации газовых скважин сеноманского продуктивного комплекса (месторождения – Ямбургское, Медвежье, Уренгойское, Вынгапуровское), на основе которого проведена классификация основных видов осложнений, возникающих при их разработке; разработки теоретических предпосылок для обоснования и реализации технико-технологических решений и методов освоения газовых скважин на месторождениях сеноманской залежи; разработки инновационных технологических, технических и методических решений по предупреждению и ликвидации осложнений и рисков.

#### **Объем и структура работы.**

Диссертационная работа изложена на 284 страницах, содержит 32 таблицы, 65 рисунков. Состоит из введения, пяти разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 190 наименований, 3 приложения.

#### **Благодарности.**

Автор выражает искреннюю благодарность за неоценимую помощь над диссертационным исследованием сотрудникам кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» и лично Ягафарову Алику Каюмовичу, д-р геол.-минерал. наук, профессору, профессору кафедры геологии месторождений нефти и газа Тюменского индустриального университета

#### **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обоснованы: актуальность темы диссертации; сформулированы цели и задачи исследований, научная новизна, теоретическая и практическая значимость; приводятся положения, выносимые на защиту, их практическая ценность; представлены сведения об апробации и ее опытно-промышленном внедрении.

**В первом разделе диссертации** анализируется геолого-промысловая характеристика строения газовых залежей сеноманского продуктивного комплекса, а также характер насыщения продуктивного пласта; анализируются результаты геолого-технологической модели, объемно имитирующей сеноманский продуктивный комплекс с учетом зонального строения залежи, представляющую собой совокупность трехмерной адресной геологической модели.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является крупнейшим нефтегазовым регионом России, основной минерально-сырьевой базой страны, на долю которой приходится более 349,4 млн. тонн добываемой нефти и 752 млрд. м<sup>3</sup> газа. В регионе большинство нефтяных и газовых месторождений уже перешли в позднюю стадию разработки и характеризуются: падением дебитов углеводородов и пластового давления, обводненностью продукции, изношенностью эксплуатационного оборудования работающего фонда скважин, увеличением числа осложнений при его эксплуатации.

В Западной Сибири имеются пять крупнейших региональных нефтегазоносных комплексов с наибольшим сосредоточением природного газа в границах от палеозоя до верхнего мела, с подавляющим большинством (до 98 %) в апт-сеноманском, неокомском и юрском отложениях. 85 % разведанных запасов газа приурочены к апт-сеноманскому газоносному комплексу северных районов региона.

Сеноманские газовые залежи являются массивными, водоплавающими, их объем определяется кровлей пласта и поверхностью газоводяного контакта (ГВК). Принятой моделью строения установлено, что повышение ФЕС продуктивного пласта направлено (по разрезу) сверху вниз до контура ГВК. По ряду месторождений (ниже принятого ГВК) отмечено наличие слабогазонасыщенной зоны, высота которой зависит от геологических особенностей и условий формирования самой залежи, а также ФЕС горных пород и угла наклона крыльев структуры. Ввиду отсутствия флюидораздела между ними, предполагалось, что по мере выработки основной залежи будет происходить снижение газонасыщенности в слабогазонасыщенной зоне до минимальных значений, а за счет перепада давления между ними будет осуществляться поршневое вытеснение газа водой из нижней части пласта в

зону предельного газонасыщения. Промышленный же опыт эксплуатации показал, что данного эффекта достичь не удалось по причине неравномерного подъема ГВК и сопутствующим этому процессу осложнениям.

Известно, что характер распределения водонасыщенности по высоте залежи оценивается величинами коэффициентов водонасыщенности ( $k_v$ ) или газонасыщенности ( $k_r$ ) в зависимости от абсолютной глубины залегания пластов (или удаления по высоте пласта от отметки ГВК). Исходя из этого, для определения характера изменения газонасыщенности по высоте сеноманской залежи были проанализированы (на примере Ямбургского месторождения) результаты испытаний ряда поисково-разведочных скважин.

Результатами анализа установлено, что изменение газонасыщенности в обеих зонах проходит по одному и тому же закону, что обуславливает необходимость их рассмотрения (зона предельного газонасыщения и слабогазонасыщенной зона) как самостоятельных объектов разработки и освоения.

Учитывая факт, что зона предельного газонасыщения эксплуатируется с 1983 г. как основная залежь, а слабогазонасыщенная зона в эксплуатации еще не участвовала, с позиции наличия перспективных для добычи геологических запасов наибольший интерес представляет именно она. По результатам изучения материалов строения залежи, промысловых исследований, а также теоретических положений о взаимодействии насыщающих пласт флюидов с гидрофильной поровой поверхностью в ней были выделены два интервала (Рисунок 1):

1. Первая – зона остаточной газонасыщенности. Она располагается в нижней части газовой залежи, в ней на самых низких гипсометрических отметках залегают полностью водонасыщенные породы. Выделяется по резкому изменению темпа падения градиента  $dk_r/d(\Delta H)$ . Толщина данной зоны порядка двух метров, остаточная газонасыщенность в общем случае возрастает кверху от «зеркала воды». Коэффициент газонасыщенности изменяется от 0,44 до 0,47 усл.ед. Ее освоение в промышленных масштабах считается малоперспективным.

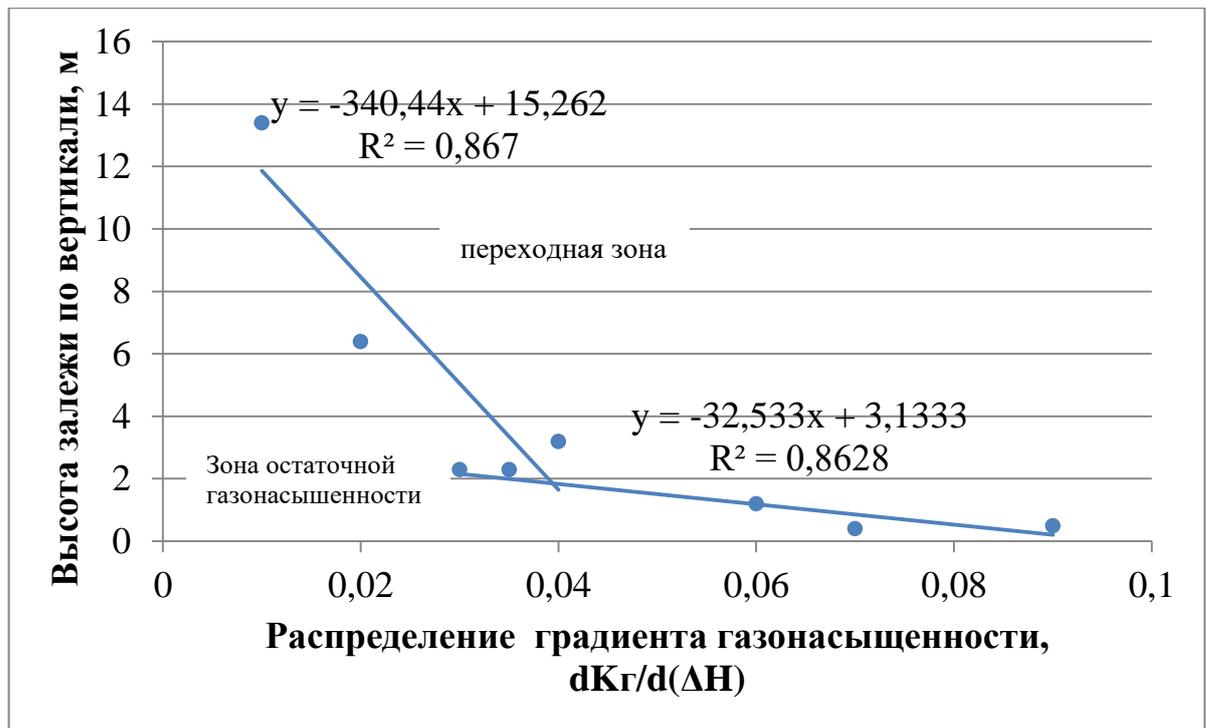


Рисунок 1 – Распределение градиента газонасыщенности ( $dK_g$ ) по высоте в слабогазонасыщенной зоне

2. Вторая – зона совместных притоков пластовой воды и газа (зона низконапорного газа), или так называемая переходная зона (по классификации А.В. Ручкина). Толщина данной зоны достигает 18 м, а коэффициент газонасыщенности варьируется от 0,47 до 0,58 усл.ед., что близко к критической газонасыщенности коллекторов, когда вода при малых градиентах давления обладает только капиллярной подвижностью.

С точки зрения рациональных условий освоения залежи и создания условий эффективного вытеснения газа водой проведен анализ пористости в зонах предельного газонасыщения и слабогазонасыщенной зоны (Рисунок 2).

Выявлено, что увеличение пористости в предельногазонасыщенной зоне происходит вниз по разрезу и достигает максимальных показателей ближе к принятому положению ГВК, что подтверждается условиями формирования сеноманской залежи. Изменение пористости в слабогазонасыщенной зоне, в том числе и в переходной, происходит по противоположному закону. По мере удаления вверх по разрезу от «зеркала воды» происходит увеличение пористости пород продуктивного пласта. Данное обстоятельство подтверждает наличие пропластка, отличающегося по

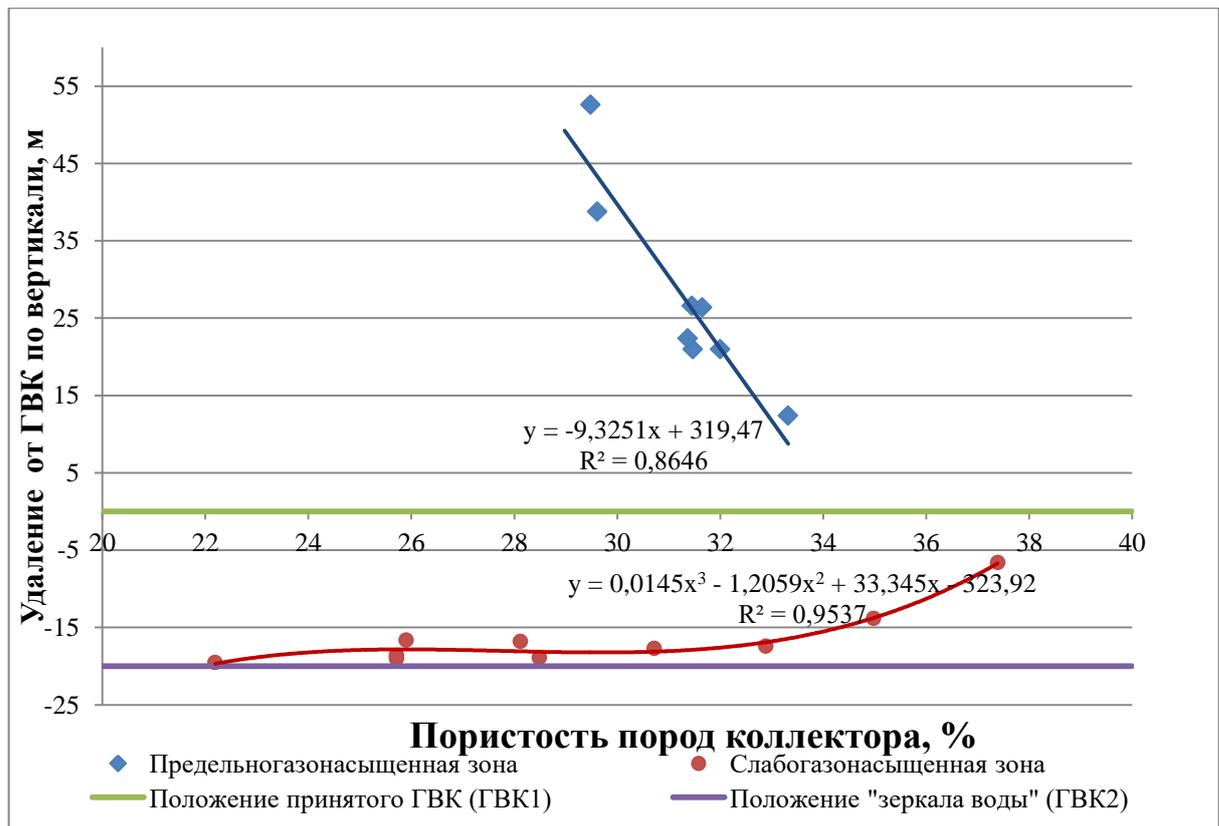


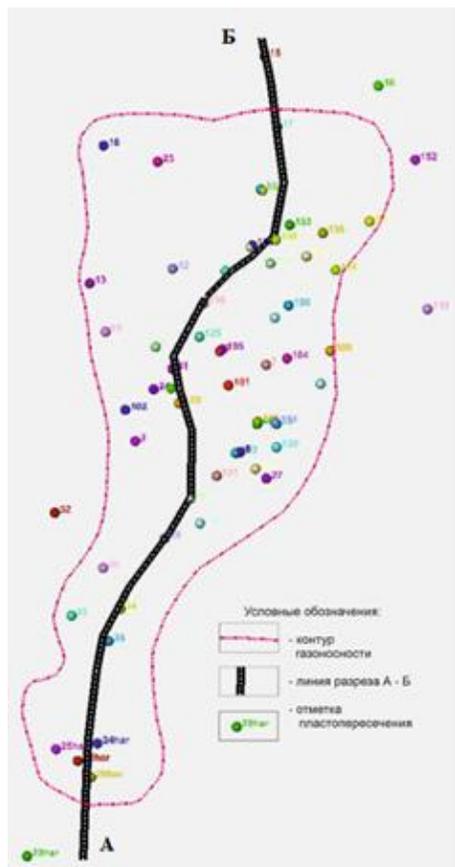
Рисунок 2 - Изменение пористости по высоте залежи

ФЕС от продуктивного пласта сеноманского продуктивного комплекса, и является основанием рассматривать его как самостоятельный объект разработки. Отсутствие флюидораздела (глинистой перемычки) между предельногазонасыщенной и слабогазонасыщенной зонами характеризует в целом сеноманскую залежь как сложнопостроенную.

Метод числового дифференцирования кривой  $k_p = f(H)$  для слабогазонасыщенной зоны подтвердил результаты изменения градиента  $dk_p/d(\Delta H)$  с выделением переходной зоны также высотой 18 м.

На основании проведенного анализа впервые построен прототип геолого-технологической модели, объемно имитирующей сеноманский продуктивный комплекс и представляющей собой трехмерную адресную геологическую модель, с учетом зонального строения залежи и выделения границ переходной зоны (Рисунок 3). Построение проводилось в программном продукте Petrel 2017.1 по сведениям, принятыми при подсчете запасов в 1983 г. Выявлено значение геологических запасов газа, сосредоточенных в границах переходной зоны сеноманской залежи Ямбургского месторождения, на уровне 0,91 трлн.м<sup>3</sup> (Таблица 1).

а.



б.

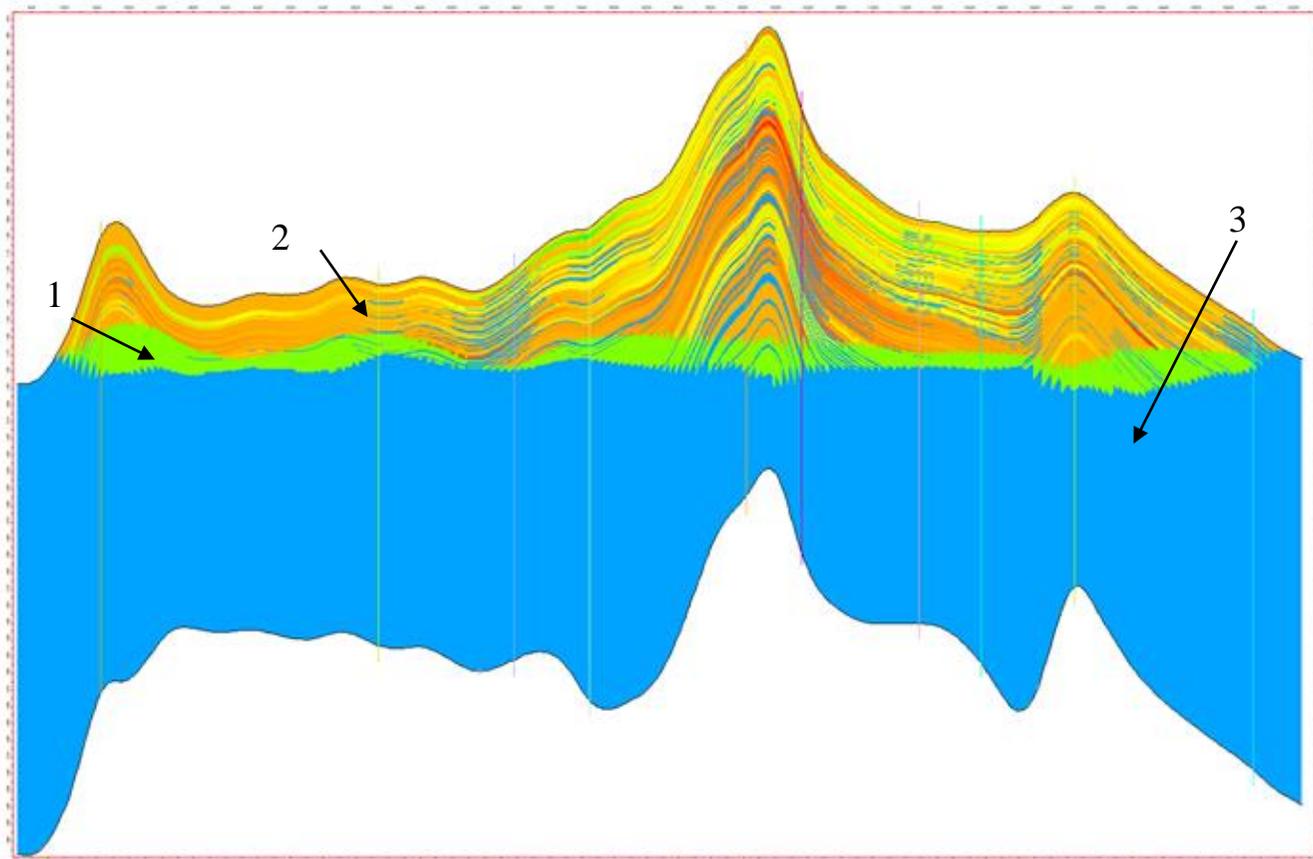


Рисунок 3 – Разрез куба насыщенности по линии А – Б: а – контур газоносности и скважины с отмеченными точками входа скважин в пласт; б – геологический разрез сеноманской залежи Ямбургского месторождения. 1 – переходная зона; 2 – предельногазонасыщенная зона; 3 – водонасыщенный горизонт

Таблица 1 – Сведения о параметрах геологических запасов газа сеноманской залежи с учетом ее зонального строения по вертикали

		Площадь залежи, км <sup>2</sup>	Высота залежи, м	Объем газонасыщенных пород, м <sup>3</sup>	Коэффициент, усл. ед		Пластовое давление, атм.		Температурная поправка	Поправка на свойства газа	Запасы газа, млн.м <sup>3</sup>
					Пористости	газонасыщенности	начальное	конечное			
Предельная газонасыщенная зона залежи	1983	4879,95	37,14	181253,76	0,31	0,75	113,9	1,08	1,19	0,98	5479823,0
	<b>2022</b>	<b>5342,00</b>	<b>32,90</b>	<b>217116,86</b>	<b>0,30</b>	<b>0,75</b>	<b>113,90</b>	<b>1,08</b>	<b>1,19</b>	<b>0,98</b>	<b>5158561,69</b>
	Δ, %	9	-11	20	-4	0	0	0	0	0	-6
Переходная зона залежи/слабогазонасыщенная	1983	5513	9,55	526491,63	0,31	0,47	113,9	1,08	1,19	0,98	1010828,0
	<b>2022</b>	<b>5403,00</b>	<b>8,70</b>	<b>546161,41</b>	<b>0,31</b>	<b>0,47</b>	<b>113,90</b>	<b>1,08</b>	<b>1,19</b>	<b>0,98</b>	<b>909250,1</b>
	Δ, %	-2	-9	9,37	1	0	0	0	0	0	-10

Изложенное, в сложившихся социально-экономических условиях региона, свидетельствует о необходимости и перспективности промышленной разработки переходной зоны сеноманской залежи, доизвлечение запасов которой окажет заметное влияние на развитие не только отечественной газовой промышленности, но и всей экономики России. Именно это и является целью диссертационной работы.

**Во втором разделе диссертации** представлен анализ применяемых технологий освоения скважин сеноманского продуктивного комплекса.

Отсутствие опыта промышленного освоения переходных зон газовых залежей, а также схожесть ФЕС объектов предопределило рассмотрение технологий освоения скважин сеноманского продуктивного комплекса на примере Ямбургского месторождения (в период ее завершающей стадии эксплуатации), где коэффициент газонасыщенности достиг значений 0,28 усл. ед., что соответствует геологическим условиям переходной зоны: падение пластового давления на 80 % от начального, повышение обводненности продукции за счет подъема ГВК до 65 м вверх по разрезу.

На месторождении вскрытие продуктивного пласта проводилось по дифференцированной схеме, суть которой заключалась в следующем: первая скважина вскрывает весь продуктивный пласт (с отступлением от принятого положения ГВК на 15-20 м.); следующая – три четверти от вскрытого интервала пласта первой скважиной; третья – верхнюю половину пласта; четвертая резервная – только верхнюю часть пласта. Такая система вскрытия, как ранее считалось, предусматривает ограничение или исключение отбора из нижней, наиболее проницаемой, газонасыщенной части пласта и, наоборот, максимальный отбор будет осуществляться из верхней части предельного газонасыщения пласта. Промышленный же опыт показал, что при одной и той же перфорированной эффективной толщине удельные дебиты по скважинам различаются в несколько раз. При низких депрессиях (0,3-0,4 МПа) значительную долю суммарного дебита дают хорошо освоенные высокогазонасыщенные ( $k_r \geq 80 \%$ ), высокопроницаемые ( $k_{пр} > 1-1,5 \text{ мкм}^2$ ) зоны коллектора. В то же время остальная часть толщины газосодержащего коллектора либо совсем не работает (при  $k_r \leq 45 \%$ ,  $k_{пр} \leq 50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ), либо вносит незначительный (5-10 %) вклад в суммарный дебит скважины и

практически через скважину не отбирается. Это создает предпосылки об избирательном продвижении подошвенных вод, обводнении наиболее проницаемых пропластков, что в общем итоге ведет к снижению конечной газоотдачи пласта. Данное обстоятельство обуславливает необходимость изменения технологий заканчивания газовых скважин, вскрывших переходную зону сеноманского продуктивного комплекса, цель которых – вовлечь в эксплуатацию ранее не дренируемые участки залежи.

Так же было установлено, что на месторождении в комплексе технологических мероприятий по освоению скважин основными работами являются: отключение обводнившегося интервала пласта (67 % всех работ); крепление приствольной зоны пласта (ПЗП); осуществление интенсификации притока и проведение ремонтно-восстановительных работ, направленных на ликвидацию текущих аварий (Рисунок 4). На заключительной стадии эксплуатации залежи отмечается высокая чувствительность пласта к изменению режима работы скважин, а сокращение их действующего фонда приводит к ухудшению отработки залежи и снижению конечной газоотдачи пласта в целом.

Накопленный опыт и анализ проблем освоения газовых скважин сеноманской залежи, подтверждаемый исследованиями Р.А. Гасумова, позволяют утверждать, что обводнение продукции, образование песчаных и газогидратных пробок в стволе скважины являются процессами взаимосвязанными и их следует рассматривать как единую систему, основной причиной которых является постепенное обводнение газонасыщенного коллектора в ПЗП пластовыми водами из-за подъема ГВК.

Обоснование превентивных мер, направленных на увеличение безводного периода эксплуатации скважин; способы их проведения, а также их эффективность определяются достоверностью информации, получаемой при первичном испытании объекта и его истории эксплуатации. Получаемая информация позволяет интерпретировать и корректировать режимы работ разрабатываемых технологий и оказывает существенное влияние на выбор метода воздействия на пласт, разделяющиеся на селективные и неселективные, различие которых в избирательном воздействии на эффективную толщину продуктивного пласта.

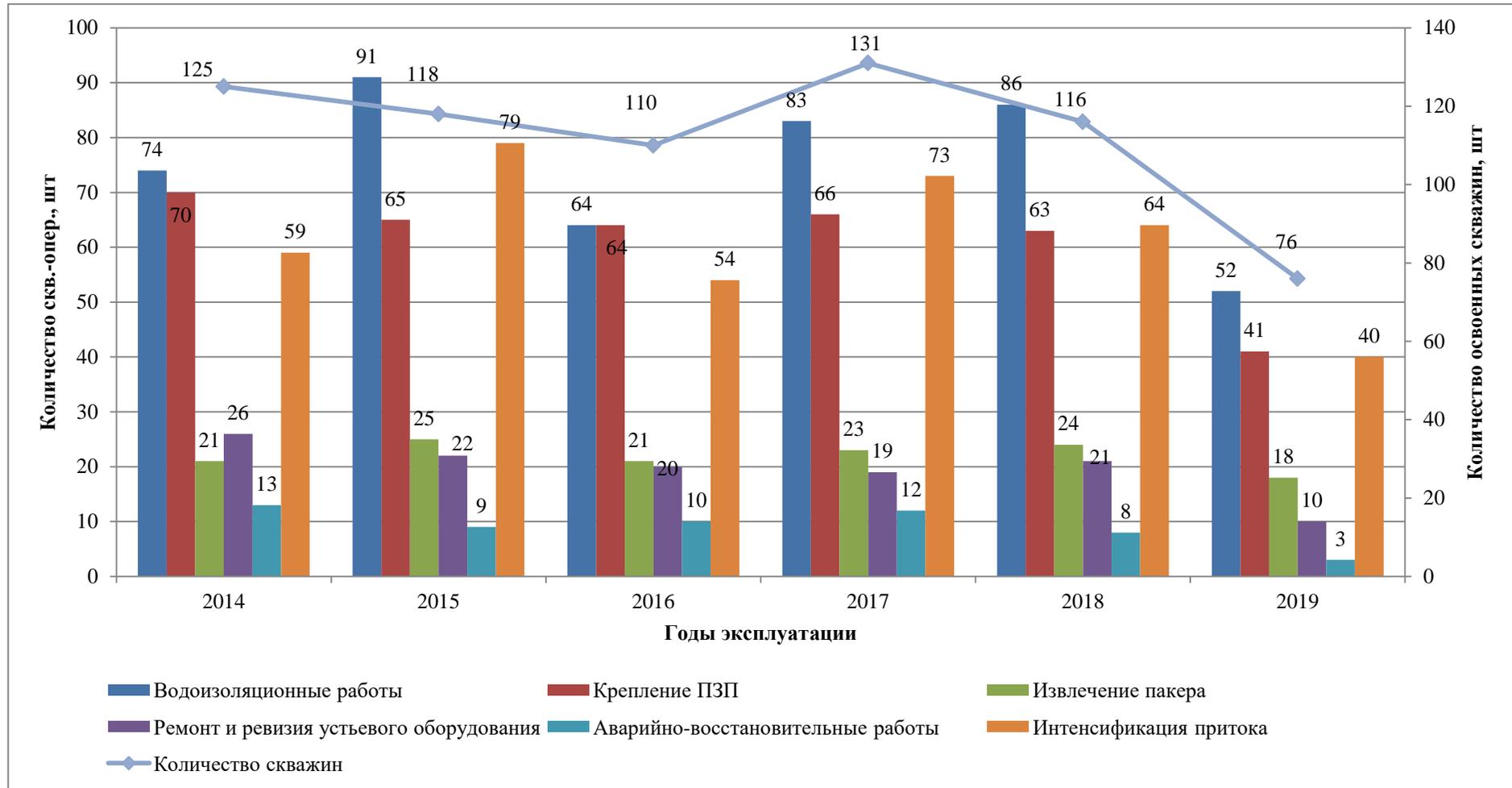


Рисунок 4 – Сведения о составе и количестве основных работ комплекса технологических мероприятий по освоению газовых скважин сеноманской залежи

В частности, сведения о подъеме ГВК, увязанные с литологией пород продуктивного пласта, показали, что максимальное внедрение подошвенных вод отмечено там, где приконтактная зона (выше и ниже принятого ГВК) сложена «суперколлекторами», являющимися «литологическим окном» для перемещения ГВК к забою. Это, в совокупности с дифференцированной схемой вскрытия сеноманской толщи, предопределило обоснование выбора схемы проведения изоляционных работ селективными методами. Эта схема базируется на докреплении образующегося «блок-экрана», установкой цементных мостов без давления и под давлением, что отражено в представленной на Рисунке 5 классификации водоизоляционных работ, которые в свою очередь делятся на подгруппы в зависимости от используемых технологических материалов (реагентов) и способа их доставки к заданной зоне. Структура кодового обозначения позволяет прогнозировать их экономическую и технологическую эффективность.

Целесообразность процесса докрепления обосновывается тем, что в условиях высокой проницаемости и обводненности реагент реагирует не со всем объемом связанной воды, а только с ее частью, что приводит к образованию водонепроницаемого экрана в поровом пространстве коллектора не на твердой поверхности, а на тонком слое воды (твердая поверхность-слой воды-полимерная пленка). Длительное воздействие депрессии на пласт, возникающие знакопеременные колебания приводят к разрушению образованного водонепроницаемого экрана. И в этом случае промышленный опыт проведения водоизоляционных работ показывает их низкую эффективность (составляет менее 50 % успешности). Основной причиной является отсутствие высокоэффективных водоизоляционных композиций, а также способов доставки материала в интервал изоляции (Таблица 2).

Таким образом, на примере эксплуатации газовой сеноманской залежи крупнейшего Ямбургского месторождения установлено, что основными осложняющими факторами являются низкое пластовое давление, высокое обводнение продукции, разрушение ПЗП и образование на забое ГПП. Существующая схема ликвидации притока пластовых вод и укрепления ПЗП,



Рисунок 5 – Классификация видов водоизоляционных работ в газовых скважинах в зависимости от вида наземного оборудования

Таблица 2 – Сведения о результатах проведения водоизоляционных работ

Технология	№ скважины	Результат внедрения новой технологии
1	2	3
ВИР на основе поливинилового спирта, ГКЖ и АСМ	605	Поступление пластовой воды в продукцию скважины продолжилось, снизился дебит скважины
ВИР на основе реагента «АКОР МГ», с докреплением ПТЦ-I-50	847, 840, 437, 841	Положительный результат получен только на скважине №841
ВИР на основе реагента «Монасил»+раствор CaCl <sub>2</sub> , с докреплением ПТЦ-I-50	527, 818, 808, 847	Отрицательный
ВИР на основе реагента «Монасил»+лимонная кислота, с докреплением ПТЦ-I-50	1006, 1055, 1054, 412, 1008, 1046	Отрицательный на скважинах №№ 1054 и 1055 (отсутствие притока)
ВИР на основе реагента «АКРОН», с докреплением ПТЦ-I-50	833, 419, 1040, 1041	Положительный
Крепление ПЗП жидким стеклом	107, 814	Положительный результат получен только на скважине №107
Крепление фиброцементом, технология ИПНГ РАН	231, 322	Отрицательный
<b>Итого скважин</b>	<b>23</b>	<b>Успешность (получен приток газа при сокращении притока пластовой воды ) 43 %</b>
Примечание: ВИР – водоизоляционные работы; ПТЦ – портландцемент		

основанная на докреплении изоляционных материалов в пласте тампонажным материалом, имеет низкую эффективность и не обеспечивает равномерную выработку запасов. Аналогичные выводы справедливы и для других месторождений (Вынгапуровское, Медвежье Уренгойское, Заполярное), имеющих сходные геологические условия залегания и эксплуатации. Дополнительным осложняющим фактором и требующим поиска решения проблемы освоения скважин на месторождениях с переходной зоной является и тот факт, что отсутствуют сведения о характере разработки и особенностях реагирования объекта эксплуатации (переходной зоны) на проведенные ранее методы воздействия на ПЗП.

**В третьем разделе** обосновывается феноменологическая модель освоения газовых скважин, базирующаяся на формулировании закономерностей, определяющих взаимосвязь между обеспечением равномерной выработки запасов и методами воздействия на ПЗП для достижения безводного дебита скважины, а также исключая наличие геолого-технологической неопределенности переходной зоны, в процессе обоснования метода воздействия на ПЗП. Впервые использование феноменологического подхода в нефтегазодобывающей отрасли было предложено академиком А.Х. Мирзаджанзаде. Согласно которому, при рассмотрении нефтяного месторождения как сложно иерархически устроенной системы, «погруженной» во внешнюю среду (систему управления, сеть трубопроводов и элементов поверхностного обустройства и т.д.) и чутко реагирующей на сигналы, поступающие от залежи, предложено проводить оценку извлекаемых запасов на основе феноменологических моделей.

Известно, что предельно безводный дебит газовой скважины при наличии подошвенной воды прямо пропорционален степени вскрытия продуктивного пласта и обратно пропорционален допустимой депрессии на пласт. Незначительная толщина переходной зоны залежи (порядка 18 м) в этом случае накладывает определенные ограничения для реализации существующих технологических решений по получению промышленных притоков газа, таких как дифференциальная схема вскрытия и проведение водоизоляционных работ с докреплением образованного экрана.

Согласно мнению профессора Ю.Н. Васильева, процесс освоения газовой скважины с переходной зоной можно отнести к искусственной многоцелевой развивающейся системе однократного жизненного цикла с такими неопределенностями, как «неопределенность природы» - отсутствие сведений о характере разработки переходной зоны – и «неопределенность цели» - присутствует несколько целей, а именно: обеспечение безводного дебита; снижение в процессе освоения скважины воспроизводимых ресурсов (капитальные вложения и эксплуатационные затраты), а также потерь невозпроизводимых ресурсов (обеспечение равномерной выработки запасов). Таким образом, процесс освоения газовой скважины с переходной зоной

является многокритериальной задачей и требует выделения главного, влияющего на конечный результат, критерия, с учетом которого выявляется наиболее эффективное решение.

В данном случае первоначально требуется разработка окончательного проекта (самой системы), по которому в последующем создаются его этапы в целом. В такой ситуации математический анализ позволяет решить только ограниченную задачу – «выбраковки» множества возможных решений заведомо неудачных, уступающих другим. Управление и функционирование такого проекта требует реализацию ряда методических, организационных и технических задач, связанных с затратами необходимых средств и материалов, организацией управления промежуточными (подготовительными) процессами для достижения основной цели, в частности безводного дебита газовой скважины.

Освоение газовых скважин с позиции обеспечения равномерной выработки запасов ограничено следующими условиями:

- производительность скважины должна соответствовать 10-15 % от величины свободного дебита скважины и обеспечивать соответствие линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации, т.е. условию, когда уравнение притока газа описывается законом Дарси (для газа);

- депрессия на пласт не должна вызывать его деформацию, разрушение ПЗП, образование песчано-жидкостных пробок в пределах интервала перфорации; образование конуса подошвенной воды; гидратов в прискважинной зоне и стволе скважины и т.д.;

- проводимые геолого-технические мероприятия, направленные на поддержание дебита, должны обеспечивать безводный период ее эксплуатации.

Поскольку свойства слабогазонасыщенной зоны, в том числе и переходной, остаются в значительной степени неизвестными (относительно), то имеющиеся в распоряжении исходные данные нуждаются в иерархической корректировке и адаптации (Рисунок 6).

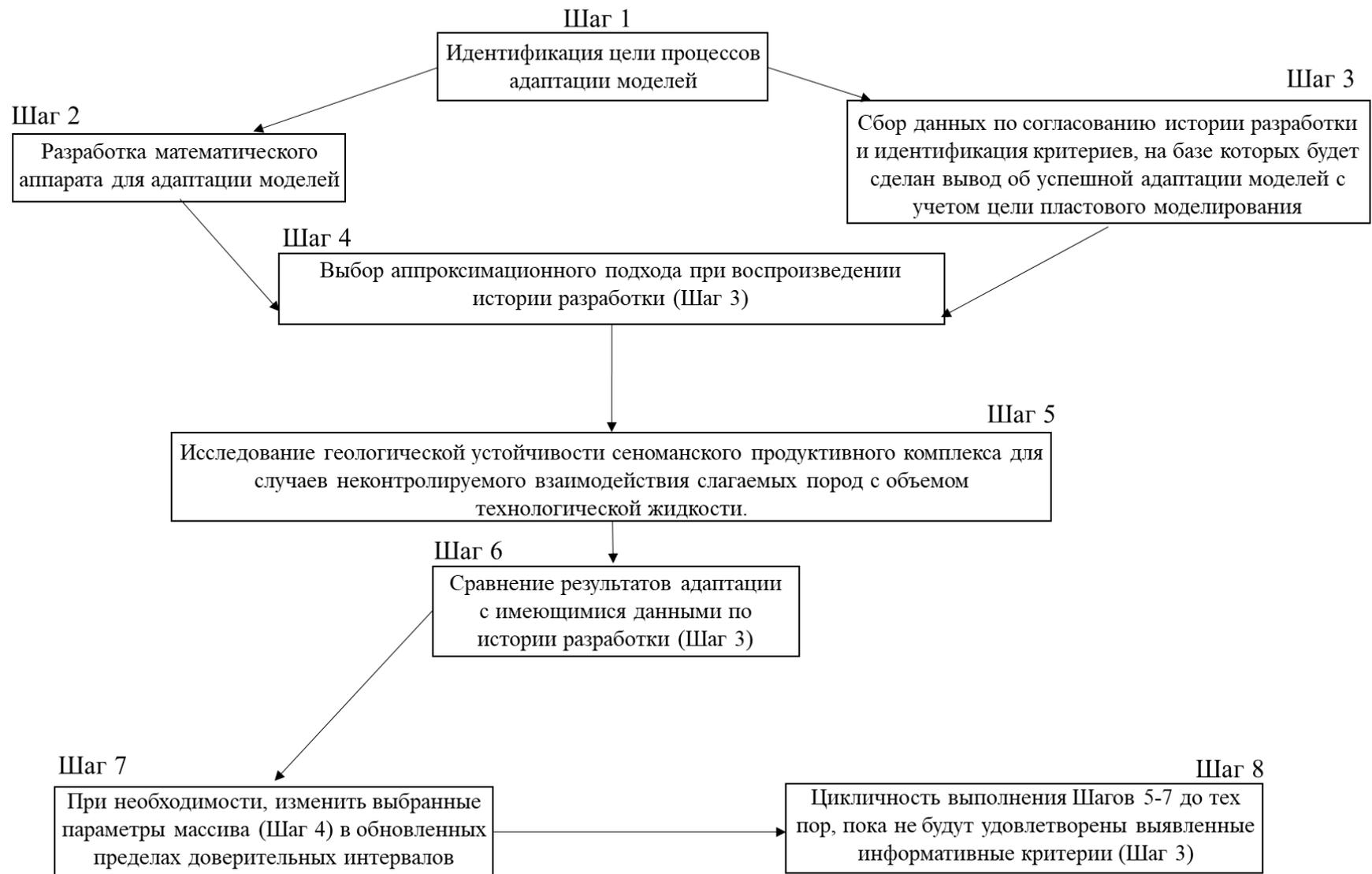


Рисунок 6 – Алгоритм обоснования метода воздействия на ПЗП переходной зоны сеноманского продуктивного комплекса

Адаптация построенных геолого-промысловых моделей позволяет выявлять степень интерференции скважин и их взаимодействия в гидродинамически различных частях пласта, идентифицировать различные гидромеханические воздействия в системе «пласт-скважина»: снижение проницаемости в приствольных частях пласта (скин-эффект) или в удаленных от забоев участках (псевдоскин-эффект), которые идентифицируются следующим образом:

- для случая латерального продвижения пластовой воды - фазовыми явлениями при фильтрации. В большинстве случаев эти изменения незначительны, принимаются постоянными;

- в случае подъема ГВК - вертикальным сжатием потоков газа и жидкости – доминирует в процессе эксплуатации скважины.

Освоение скважин, вскрывших переходную зону, с позиции равномерной добычи газа, как показывает промысловый опыт, определяется изменением влияния скин-эффекта и псевдоскин-эффекта на безводные дебиты скважин, что в конечном варианте выражается изменением уровней насыщенности породы в продуктивной части пласта.

Учитывая изложенное, для построения математического аппарата первоначально, на основании промысловых данных, необходимо определить геометрический фактор истинных стратиграфических отметок переходной зоны:

$$G_w = \frac{B_l \cdot \mu_l}{k_{rl}} \cdot \frac{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - F + s_t \right]}{\left[ \ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s_s \right]} \cdot J_{wl}, \quad (1)$$

где  $J_{wl}$  - значение коэффициента продуктивности исследуемой скважины для  $l(g, w)$  фазы;

$F$  – безразмерный коэффициент,  $F = 0,5$  (для установившихся режимов течения) или  $F = 0,75$  (для псевдоустановившихся потоков);

$s_t$  - общий скин-фактор;

$s_s$  - скин-фактор по проводимости пласта;

$r_e, r_{eq}$  - соответственно, значение радиуса внешней границы геологического блока и значение эквивалентного радиуса геологического блока, содержащего исследуемую скважину;

$B_l, \mu_l, k_{rl}$  - параметры, определяемые по результатам гидродинамических испытаний и отражающие свойства исследуемых фаз, соответственно, объемный коэффициент фазы  $l(g, w)$  при стандартных условиях, значение вязкости фазы  $l(g, w)$ , величина относительной фазовой проницаемости по фазе  $l(g, w)$ ,  $g$  - газ,  $w$  - вода.

$$r_{eq} = 0,28 \cdot \frac{\left[ \left( \frac{k_x}{k_y} \right)^{0,5} \cdot (\Delta y)^2 + \left( \frac{k_y}{k_z} \right)^{0,5} \cdot (\Delta x)^2 \right]}{\left( \frac{k_x}{k_y} \right)^{0,25} + \left( \frac{k_y}{k_x} \right)^{0,25}}, \quad (2)$$

где  $\Delta x, \Delta y$  - соответственно, размеры геологических блоков вдоль направления осей  $x, y$ ;

$k_i$  - соответственно, значения исследуемой проницаемости в направлении осей  $i = x, y, z$ .

При построении пластовых моделей присваиваются значения геометрического фактора отдельным слоям (объединенной группе слоев) пласта посредством алгоритма взвешивания. Применяя данный алгоритм для формулы (1) с учетом формулы (2), значения геометрического фактора для  $k$  слоя пластовой модели могут быть вычислены следующим образом:

$$G_{wk} = \frac{\frac{k_{Hk} \cdot \Delta z_k}{\left[ \ln \left( \frac{r_{eq}}{r_w} \right) + s_k \right]}}{\sum_{i=1}^{n_k} \frac{k_{Hi} \cdot \Delta z_k}{\left[ \ln \left( \frac{r_{eq}}{r_w} \right) + s_i \right]}} \cdot G_w, \quad (3)$$

где  $k_{Hk} \cdot \Delta z_k$  - проводимость массива отметки  $\Delta z$  для  $k$  слоя, который находится на глубине  $z$ ;

$H_k; s_k$  - скин-эффект для  $k$  слоя или объединенной группы слоев, соответственно.

Учитывая условия, что скин-факторы для отдельных слоев переходной зоны являются относительно равными, то для всех слоев пластовой модели процедура взвешивания сводится к поиску величины проводимости коллектора и определяется как произведение величин проницаемости и глубины с учетом неполного вскрытия слабогазонасыщенной зоны пласта (только переходная):

$$S_s = \frac{\sum_{i=1}^{n_k} \Delta z_{ki} \cdot k_{Hki}}{k_H \cdot h} \cdot S_m. \quad (4)$$

где  $\overline{k_H \cdot h}$  - проводимость массива отметки  $\Delta z$  для  $k$  слоя, который находится на глубине  $H_k$ ;

$S_m$  - скин-фактор, обусловленный механическими повреждениями пласта.

По результатам исследований были построены закономерности относительных проницаемостей (переход от  $S_{wi}$  до  $S_{wh}$ ) для возможной практической реализации выявленной ранее адаптивной концепции фильтрации флюидов газа и воды (рис. 7)

При выявлении возможной функции ошибки (целевой функции) и вводе поправки для ее минимизации, необходимо использовать выражение разности между наблюдаемым (фактическим,  $X_{io}$ ) и моделируемым (вероятным,  $X_{is}$ ) поведениями пласта для определенного временного интервала истории добычи газа:

$$S_{err} = \sum_{i=1}^{n_{par}} [w_i \cdot (X_{io} - X_{is})^2], \quad (5)$$

где  $X_i$  - исследуемая характеристика добычи, приводимая в соответствие при адаптации геологической и гидродинамической моделей (шаг 3, Рисунок 6), в числе которых могут быть учтены и данные статического пластового давления, газового фактора, уровней содержания водных объемов в разных участках пласта и возможного времени прорыва пластовой воды.

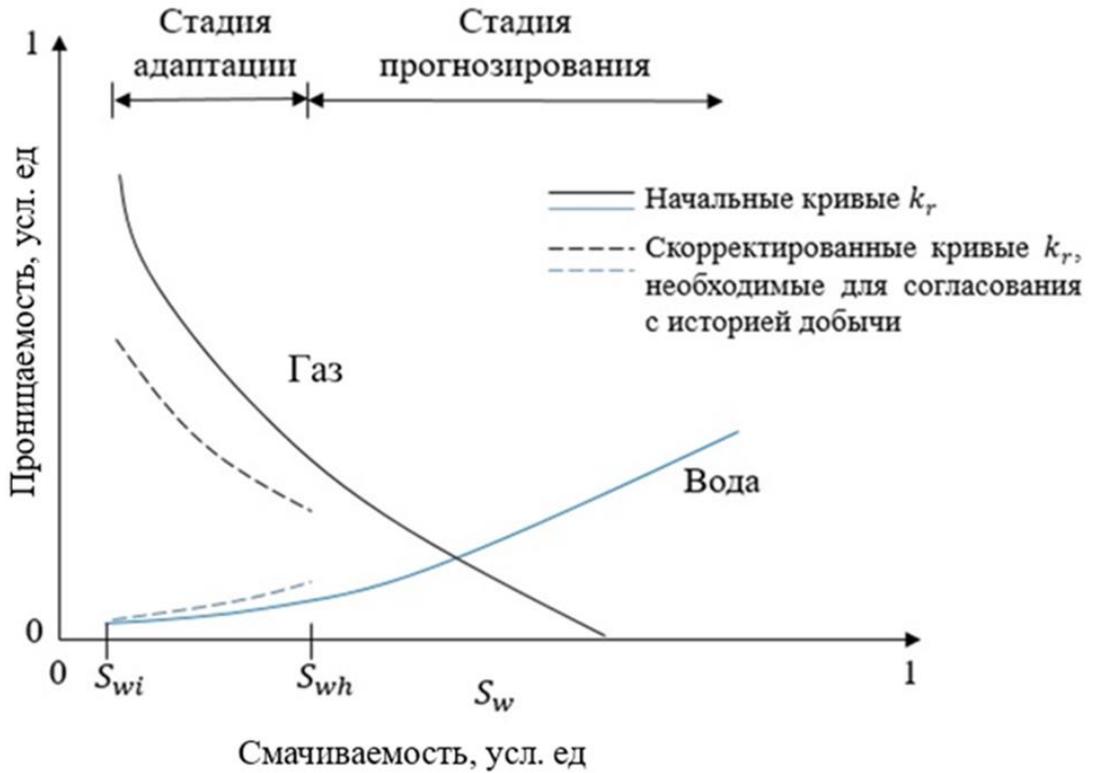


Рисунок 7 - Исходные и скорректированные зависимости относительных проницаемостей с учетом добычи флюидов (при переходе значений насыщенности от  $S_{wi}$  до  $S_{wh}$ ) при адаптации пластовой модели

Диапазоны вероятных изменений геолого-промысловых параметров зависят от качества обрабатываемых сведений, геологических особенностей и степени изученности отдельных геологических участков переходной зоны. При этом выход кривой газонасыщения на условную асимптоту сигнализирует о блокировании поступления газа из капилляра и определяется согласно графикам прироста насыщенности от безразмерного (приведенного) времени ( $t_D$ ):

$$t_D = \frac{1}{L^2} \sqrt{\frac{k}{m}} \cdot \frac{\gamma}{\sqrt{\mu_w \cdot \mu_{nw}}} \cdot t \quad (6)$$

где  $L$  – характерная длина образца, (м);

$t$  – время пропитки, ч.

$k$  – проницаемость, ( $m^2$ );

$m$  – пористость, усл.ед;

$\gamma$  – коэффициент поверхностного натяжения, (Н/м);

$\mu_w; \mu_{nw}$  – соответственно, динамические вязкости смачивающей и несмачивающей фаз, (Па·с).

Уравнение процесса фильтрации по модели Баренблатта в одномерном варианте можно привести для водонасыщенности  $S_w$  к следующему виду:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} - d^2 \cdot \frac{\partial^2 \Phi(S_w)}{\partial x^2} = 0 \quad (7)$$

где  $d^2$  – коэффициент капилляропроводности;

Если допустить, что  $S_{w,0}$  – начальная водонасыщенность;  $S_{w,lim}$  – предельная водонасыщенность, при которой вытесняемая несмачивающая фаза (газ) переходит в несвязное состояние и капиллярное давление обращается в нуль, то на начальном временном отрезке капиллярной пропитки средняя водонасыщенность исследуемого участка породы длиной ( $l$ ) выражается степенной зависимостью:

$$\bar{S}_w = S_{w,lim} - \left( S_{w,lim} - S_{w,0} - \frac{z}{c} \right) \cdot e \left[ -3 \cdot \Phi'(S_{w,lim}) \cdot \left( \frac{d^2 \cdot t}{l^2} - \frac{1}{c^2} \right) \right] \quad (8)$$

где  $c$  – без размерный параметр, который описывает скорость движения фронта пропитки.

Формула (8) показывает, что процесс противоточной капиллярной пропитки на начальной стадии (в первом приближении) описывается эквивалентной зависимостью водонасыщенности от времени пропитки, совпадающей (по форме) с известным законом Вашбуна для подъема жидкости в простом (без извилистостей) капилляре.

При описании модели капиллярной пропитки пористой среды применимы два варианта динамики менисков пропитывающей жидкости – вариант «смачивания» и «пороговый» вариант. Первый (или начальный уровень насыщения) – соответствует движению мениска в поровом канале, второй (конечный уровень насыщения) – определяет временное запираание

мениска в узких местах или в местах разветвления поровых каналов, которое продолжается до тех пор, пока не сформируется краевой угол смачивания, необходимый для дальнейшего движения мениска; при этом «пороговый» вариант сменяется вариантом «смачивания». С учетом силы тяжести основное кинематическое условие движения фронта пропитки можно представить в следующем виде:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{k}{\mu} \cdot \left[ \frac{p_0 - p(h,t)}{h} - \rho \cdot g \right] \quad (9)$$

где  $h$  – текущая высота капиллярного подъема, (м);

$p_0$  – начальное давление, (МПа);

$p(h, t)$  – давление на фронте пропитки, (МПа);

$k$  – проницаемость, ( $\text{м}^2$ );

$\mu$  – вязкость водогазовой смеси, (Па·с).

Поскольку мениск время от времени переходит из одного варианта в другой, необходимо учитывать обе скорости фильтрации жидкости.

В результате математических преобразований получены зависимости: изменение скорости фильтрации пропитки от  $v_1$  до  $v_2$  по мере увеличения неоднородности в пласте и изменение начального градиента давления за счет перераспределения свойств переходной зоны. Оба этих параметра зависят от угла смачивания пористого материала.

$$\frac{v_1}{V_{c.l}} = \left( \frac{[1 + (1 - \rho_{1e}^S) \cdot \cos \theta_S] \cdot (\cos \theta_S - \cos \theta_d)^2}{4 \cdot (\cos \theta_S + B) \cdot (\cos \theta_d + B)} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (10)$$

$$V_{c.l} = \left( \frac{\gamma \cdot \rho_{0e}^S \cdot (1 + 4 \cdot \alpha \cdot \beta)}{\tau \cdot \beta} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (11)$$

$$B = \frac{[1 + \rho_{1e}^S \cdot v_0(\theta_d)]}{1 - \rho_{1e}^S} \quad (12)$$

$$v_0(\theta_d) = \frac{\sin \theta_d - \theta_d \cdot \cos \theta_d}{\sin \theta_d \cdot \cos \theta_d - \theta_d} \quad (13)$$

где  $v_1$  – скорость движения мениска в смачивающей моде, (м/с);

$V_{c.l}$  – характерный масштаб скорости;

$\rho_{0e}^s, \rho_{1e}^s, \alpha, \beta, \tau$  – поправочные коэффициенты (константы), определяемые геологическими особенностями исследуемого участка пласта;

$\gamma$  - коэффициент поверхностного натяжения, (Н/м);

$\theta_d$  – динамический краевой угол;

$\theta_s$  - статический краевой угол.

$$v_2 = \frac{v_1 \cdot J(\theta_d, \theta_{lim})}{\left(\frac{\bar{p} \cdot a}{2 \cdot \gamma} + \cos \theta\right) \cdot I\left(\theta_d, \theta_{lim}; \frac{\bar{p} \cdot a}{2 \cdot \gamma}\right)} \quad (14)$$

где  $v_2$  - скорость движения мениска в пороговой моде, (м/с);

$a$  - эффективный радиус поры, (м);

$\theta_{lim}$  - критический краевой угол, когда мениск достигает барьера, например конца или разветвления капилляра, и его форма начинает деформироваться;

$\bar{p}$  – осредненное капиллярное давление внутри интервала времени, (МПа).

Изменение начального градиента давления происходит из-за перераспределения свойств пласта и зависит от различного уровня неоднородностей:

$$p_1 = -\frac{2 \cdot \gamma \cdot \cos \theta_d}{a} \quad (15)$$

$$p_2 = \bar{p} - \frac{2 \cdot \gamma \cdot J(\theta_d, \theta_{lim})}{a \cdot I\left(\theta_d, \theta_{lim}; \frac{\bar{p} \cdot a}{2 \cdot \gamma}\right)}, \quad (16)$$

Проведенными аналитическими исследованиями установлено, что основными факторами, влияющими на достижение оптимального (безводного) дебита скважины, являются наличие начального градиента давления в сочетании с высокой проницаемостью (1 мкм<sup>2</sup> и более); расчлененность переходной зоны; наличие капиллярного концевое эффекта, регулирование которым возможно изменением смачиваемости породы,

например преобразованием заряда поверхности породы с гидрофильного на гидрофобный.

«Неопределенность цели» проектирования процесса освоения газовой скважины в системном анализе обосновывает наличие компромисса между этапами для достижения самой цели. Компромисс устанавливается только экспертным путем, с использованием теории нечетких множеств, включающей в себя рассмотрение промежуточных этапов цели и ограничений. Чем сложнее решаемая проблема, тем большую долю при принятии решения в используемом знании составляют неформализуемые знания экспертов (промысловый опыт). Тем не менее, как показывает промышленный опыт, в процессе проведения работ по освоению газовых скважин сеноманской залежи наблюдается явная тенденция увеличения средней продолжительности работ при постоянстве их количества, что обусловлено возрастанием сложности скважино-операций с технологической и технической стороны, а также возросшим количеством повторных работ.

В частности, за период 2017-2019 годы, на месторождениях при выполнении комплекса работ по освоению газовых скважин было выполнено 17 ремонтно-восстановительных работ, связанных с ликвидацией аварий в виде прихватов с последующим обрывом колонны непрерывных труб (НТ), используемых в колтюбинговых установках, повсеместно распространенных при освоении газовых скважин в условиях АНПД. Ликвидация данного вида аварий является наиболее сложной и трудоемкой, проводится по стандартным технологиям с предварительным глушением скважины, что увеличивает сроки выполнения полного комплекса мероприятий по освоению скважины и ставит под угрозу достижение ее потенциального дебита в силу геологических особенностей переходной зоны. Имеются случаи и замены колтюбинговой установки на передвижной подъемный агрегат (ППА), что еще более удлиняет сроки проведения работ.

Соответственно, для установления компромисса между достижениями целей отдельно проводимых операций в рамках всего комплекса технологических мероприятий по освоению скважин переходной зоны сеноманской залежи наличие неформализуемых знаний экспертов недостаточно. Поэтому в качестве комплексной характеристики, при формировании концепции проведения работ по освоению газовых скважин,

предлагается ввести показатель успешности ( $K_n$ ), определяющий качество выполнения и степень завершенности намеченных мероприятий в виде предварительной количественной оценки их эффективности для соответствующего этапа работ.

**В четвертом разделе** описываются технологические и методологические аспекты оценки качества освоения скважин, обусловленные геологическими условиями переходной зоны сеноманских залежей газовых месторождений севера Западной Сибири.

Результатами анализа имеющихся методик оценки качества рассматриваемых видов работ показано отсутствие методических подходов к интегральной оценке качества освоения скважин как горнотехнического сооружения и объекта эксплуатации. Необходимость в проведении дополнительных работ в скважине, в большей части относящихся к непроизводительному времени (простои, аварии, повторные работы и т.д.), которые не учитываются при принятии технико-технологических решений по достижению безводного дебита скважин, и закономерно увеличивают нормативные сроки окончания всех намеченных мероприятий по освоению скважины, ставят под угрозу достижение самой поставленной цели и, соответственно, их технико-экономическую эффективность (технологические и финансовые риски, связанные с осуществлением мероприятия).

Рассматривая деятельность любого производственного процесса (системы), необходимо учитывать, что он всегда сопряжен с неопределенностью из-за возникновения определенного вида рисков, без учета которых невозможно достижение поставленной цели, что подтверждается ростом «собственных» аварий при освоении скважин.

Для определения степени завершенности намеченных мероприятий в скважине крайне важным является обоснование вероятности (частоты) возникновения негативных событий, что позволяет уже на начальных этапах выделить приоритеты. Для определения этого можно рекомендовать использование статистических данных по исходным событиям характерных аварий. В случае их отсутствия, а также в качестве дополнительного средства проверки достоверности определение вероятностей проводят с

использованием причинно-следственных закономерностей их возникновения и развития из совокупности промежуточных событий по принципу: «А что будет, если...» (теория рисков). Данный метод позволяет логически предопределить итоговое событие и с достаточной достоверностью вычислить вероятность его возникновения.

В соответствии с предложенной концепцией спрогнозированы вероятности возникновения осложнений, переходящих в категорию аварий (Рисунок 10). Показано, что развитием наиболее опасного сценария является поглощение, прихват и обрыв НТ с вероятностью  $4,8 \cdot 10^{-5}$  в год<sup>-1</sup>/м. Последствия от возникновения прихвата НТ или каротажных кабелей в процессе геофизических исследований (ГИС) с последующим их обрывом, за счет обильного выноса песка в процессе освоения скважины с образованием песчанной пробки, оказывают наибольшее негативное влияние на освоение скважины.

На основании изложенного основными требованиями для обеспечения качества и завершенности мероприятия по освоению скважин на газовых месторождениях с переходной зоной сеноманского продуктивного комплекса являются:

- соблюдение запланированных физико-механических параметров технологической жидкости (жидкости глушения, промывочной жидкости, перфорационные среды и др.);
- выполнение запланированных работ в полном объеме и в соответствии с нормативными документами (стандарты компаний);
- освоение скважины (вторичное вскрытие, опробование, интенсификация притока и др.);
- достижение требуемого результата, подтвержденного необходимыми исследованиями (проектного дебита скважины);
- отсутствие инцидентов (повторных скв/опер) при их выполнении.

Указанные допущения включают в себя различные единичные коэффициенты уровня выполненной работы ( $K_{ni}$ ). Оценку качества уровня эффективности выполненных работ рекомендуется проводить по значениям усредненного коэффициента  $K_n$ :

$$K_n = \frac{\sum_{i=1}^n K_{ni}}{n}. \quad (17)$$

Исходное событие	Поглощение	Прихват	Обрыв	Конечное событие	Частота возникновения	
Водоизоляционные работы при освоении скважины		Да	Да	Да	Переход ремонта в категорию сложных работ	$4,8 \times 10^{-5}$
		Нет	Нет	Нет	Расхаживание, установка ванны	$2,26 \times 10^{-4}$
		Нет	Нет	Нет	Снижение приемистости, повторные работы	0,88
		Да	Да	Да	Переход ремонта в категорию сложных работ	$8,7 \times 10^{-7}$
		Нет	Нет	Нет	Расхаживание	$3,7 \times 10^{-7}$
		Да	Нет	Да	Ловильные работы (простая авария)	$2,25 \times 10^{-6}$
		Нет	Нет	Нет	Повторные работы	$9,9 \times 10^{-5}$
		Да	Да	Нет	Расхаживание, установка ванны	$2,26 \times 10^{-4}$
		Нет	Да	Да	Переход ремонта в категорию сложных работ	$4,8 \times 10^{-5}$
		Нет	Нет	Нет	Снижение приемистости, повторные работы	0,88

Рисунок 10 – Сведения о частотах возникновения осложнений при проведении водоизоляционных работ логико-графическим методом («дерево событий»)

При  $K_n \cong 1$  достигается уровень эффективности выполненных работ в соответствии с плановыми требованиями.

Кроме того, на первоначальном этапе научных исследований риски по внедрению технологии и вводу новой техники в производство классифицируются как опытные либо экспериментальные, соответствующие только определенному месторождению. Дальнейшее их развитие на других месторождениях требует проведения исследований по их унифицированию. Отсюда предлагается расширить действующую классификацию водоизоляционных работ добавлением новой подгруппы с присвоением блока идентификации и информации, согласно которому обосновывается их продолжительность работ и стоимость. Соответствующие идентификаторы позволят проводить работы, исключая отключение как отдельных пластов, так и интервалов пласта, что позволит с учетом схожести геологических особенностей переходной зоны распространять разрабатываемые методы на весь сеноманский продуктивный комплекс (Таблица 3).

Таблица 3 – Дополнение к действующей структуре видов водоизоляционных работ при освоении скважин

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
КР1	Ремонтно-изоляционные работы	
КР1-5	Нормализация объекта эксплуатации в условиях высокой обводненности продукции	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение или снижение обводненности продукции. Повышение дебита скважины
КР1-5.1НТ	Нормализация объекта эксплуатации в условиях высокой обводненности продукции с использованием установки НТ (КР1-5.1 НТ)	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение или снижение обводненности продукции. Повышение дебита скважины
КР1-5.1НТ А	Нормализация объекта эксплуатации в условиях высокой обводненности продукции (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки НТ (КР1-5.1 НТ)	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение или снижение обводненности продукции. Повышение дебита скважины

**В пятом разделе** представлены: результаты гидродинамического моделирования переходной зоны сеноманской залежи, представленные в

виде трехмерной фильтрационной (гидродинамической) модели; описаны технические средства новых и модернизированных решений освоения скважин, необходимость которых вызвана уточнением геолого-технических условий ее эксплуатации; технологии их применения.

В результате проведенного анализа установлено, что действующий фонд скважин на Ямбургском месторождении в 1983 г. составлял 56 штук, при этом многие из них находились вблизи водонасыщенного контура.

Построением карты плотности запасов, а также анализа геологического разреза определены зоны с высокой концентрацией запасов газа. Для более эффективного и быстрого их извлечения дополнительно в эти области запроектированы первоначально 70 новых скважин. Затем на основе гидродинамических расчетов были определены зоны, неохваченные разработкой, что обусловило необходимость увеличения первоначально запланированных 70 скважин, вскрывших переходную зону, до 160, с определенными проектными параметрами по ограничению дебита газа не менее 640 тыс. м<sup>3</sup>/сут и минимального забойного давления до 80 атм.

В результате проведенных расчетов определены: максимальный средний дебит скважин, который составил порядка 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа, при условии поддержания проектного фонда скважин и их дебитов неизменными; накопленная добыча газа к 2050 г. прогнозируется порядка 0,58 трлн. м<sup>3</sup>, что составляет 64 % от общих запасов переходной зоны.

Тем не менее, анализ работы проектных скважин показывает, что после 2035 года возможно падение дебитов скважин, что связано со снижением пластового давления, вызванного высокими отборами газа. Даже с учетом этого, на основании предложенной классификации Хафизовым Ф.З., а также методики, разработанной Масленниковым В.В., ранжирующих залежи по величине активных запасов, переходная зона сеноманской залежи Ямбургского месторождения классифицируется как низконапорная малоамплитудная крупнейшая залежь I типа. В условиях высокой степени инфраструктурного развития Ямбургского месторождения переходная зона может быть освоена с относительно малыми затратами, а использование газа может быть направлено на газификацию населенных пунктов и местной промышленности для улучшения социально-экономических условий жизни местного населения.

Для обеспечения проектных параметров с учетом геологических особенностей переходной зоны автором разработана технология заканчивания скважин (патент РФ 2793351).

Отличительной особенностью разработки является то, что в нижнюю часть обсадной колонны, в подпакерной зоне, включена секция обсадных труб с выполненными в них сквозными отверстиями, перекрытыми легкоплавкими вставками. После спуска колонны (нижней ее части) проводят замещение бурового раствора трехпроцентным водным раствором хлорида кальция ( $\text{CaCl}_2$ ), после чего активируют пакер и осуществляют цементирование эксплуатационной колонны. Скважину оставляют на период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) и осуществления капиллярной пропитки ПЗП ионами кальция, находящимися в водном растворе хлорида кальция. Происходит осмотический и катионно-ионный обменный процесс: катионы более активного  $\text{Ca}^{++}$  замещают ионы  $\text{Na}^+$ , содержащиеся в молекулах межслоевой воды, располагающейся между набухающими пакетами глинистых минералов. Чем выше концентрация катионов кальция в растворе, тем интенсивнее происходит ионный обмен  $\text{Na}^+ \leftrightarrow \text{Ca}^{++}$ . В результате катионно-ионного обмена набухающая способность глинистых частиц снижается (осушка ПЗП), тем самым укрепляются стенки ствола скважины, и увеличивается гидравлический радиус пор коллектора, что в конечном итоге способствует увеличению продуктивности скважины.

После затвердевания цементного раствора в заколонном пространстве и пропитки ПЗП разбуривают пакер, осуществляют промывку, а в подпакерное пространство закачивают двадцатипроцентную соляную кислоту ( $\text{HCl}$ ), для разрушения легкоплавких вставок (магниевых заглушек) и раскрытия сквозных отверстий в обсадных трубах.

Для предотвращения поступления подошвенных вод и обводнения наиболее проницаемых пропластков предлагается последующее продавливание в поровую структуру пласта соединений на основе гидрофобных кремнийорганических жидкостей (ГКЖ-11Н) и этиловых эфиров ортокремниевой кислоты (этилсиликат ЭТС-40), которые могут использоваться в широком интервале температур (0-200 °С), независимо от степени минерализации пластовых вод, и имеют температуру замерзания

ниже минус 40 °С (особенно важно для условий севера Западной Сибири). Использование данных составов наряду со снижением продуктивности обводненных интервалов позволяет повысить проницаемость газонасыщенных интервалов пласта.

Для обеспечения взаимодействия реагента со всем объемом связанной воды и усиления адгезии образованного водоизоляционного экрана с поверхностью породы предварительно перед закачиванием в пласт двухкомпонентного селективного водоизоляционного материала осуществляют глубокую обработку пласта высокоэффективным гидрофобизатором, состоящим из десятипроцентного раствора ЭТС-40 в газовом конденсате.

Результаты экспериментальных исследований воздействия предлагаемого состава на поровую структуру газонасыщенного образца горной породы с проницаемостью порядка 1 мкм<sup>2</sup> и с остаточной водонасыщенностью, отражены в Таблице 4.

Таблица 4 – Результаты воздействия гидрофобизирующего состава на основе (ЭТС-40 + газовый конденсат и ГКЖ-11Н) на керны пласта ПК<sub>1</sub> (абсолютная газопроницаемость  $K_{пр} = 1008,0 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ )

Фильтрующий реагент	Профильровано флюида, п.о.	Расход при фильтрации, см <sup>3</sup> /час	Перепад давления, кПа	Градиент давления, кПа/м	Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	Коэффициент восстановления проницаемости по газу / воде, ед
1	2	3	4	5	6	7
До воздействия на керн рабочих реагентов						
Метан	8,11	2233,0	0,84	27,84	805,60	1,00 /-
Вода	8,05	170,06	10,00	332,28	868,40	- / 1,00
После воздействия на керн последовательно прокачанных реагентов						
Метан	6,28	1563,1	1,425	31,94	636,42	0,77 /-
Вода	0,00	0,00	110,21	3682,7	0,00	0,00 /-

**Технология водоизоляционных работ** (патент РФ 2534373). Предложена модернизация процесса проведения водоизоляционных работ в скважинах, эксплуатирующихся длительный период времени и имеющих характерные осложняющие условия. Проведение целесообразно с

использованием установки непрерывная труба, что обусловлено возможностью осуществления «плавных» запусков скважин в работу.

Способ реализуется следующим образом (Рисунок 11):

- в газовую скважину, во внутреннюю полость лифтовой колонны, спускают непрерывную трубу (НТ) до забоя для очистки его от жидкости и механических примесей;

- приподнимают НТ до башмака лифтовой колонны;

- в интервал продуктивного пласта через кольцевое пространство между НТ и лифтовой колонной последовательно через буферный разделитель закачивают гидрофобизирующий состав (ЭТС-40 десятипроцентной концентрации в газовом конденсате) и ЭТС-40 стопроцентной концентрации.

Гидрофобизирующий состав из расчета 1-2 м<sup>3</sup> на каждый метр вскрытой толщины пласта оттесняет пластовые воды от забоя в глубь пласта по радиусу.

- спускают НТ в интервал ГВК, и через внутреннее пространство трубы закачивают и продавливают в пласт ГКЖ-11Н в объеме 0,10 - 0,15 м<sup>3</sup> на каждый метр эффективной толщины пласта.

Продукт взаимодействия ГКЖ-11Н с ЭТС-40 и пластовой водой образует блокирующий экран, который препятствует поступлению воды к забою скважины. В завершение работ проводится обратная промывка с противодавлением, и НТ поднимают на устье, оставляя скважину под давлением. Осуществляют вызов притока созданием необходимой депрессии на пласт.

Опытно-промышленными работами на газовых скважинах была показана эффективность предложенной технологии – достигнуто снижение поступления пластовой воды до 40 %, увеличение дебита газа до 30 % (Таблица 5).

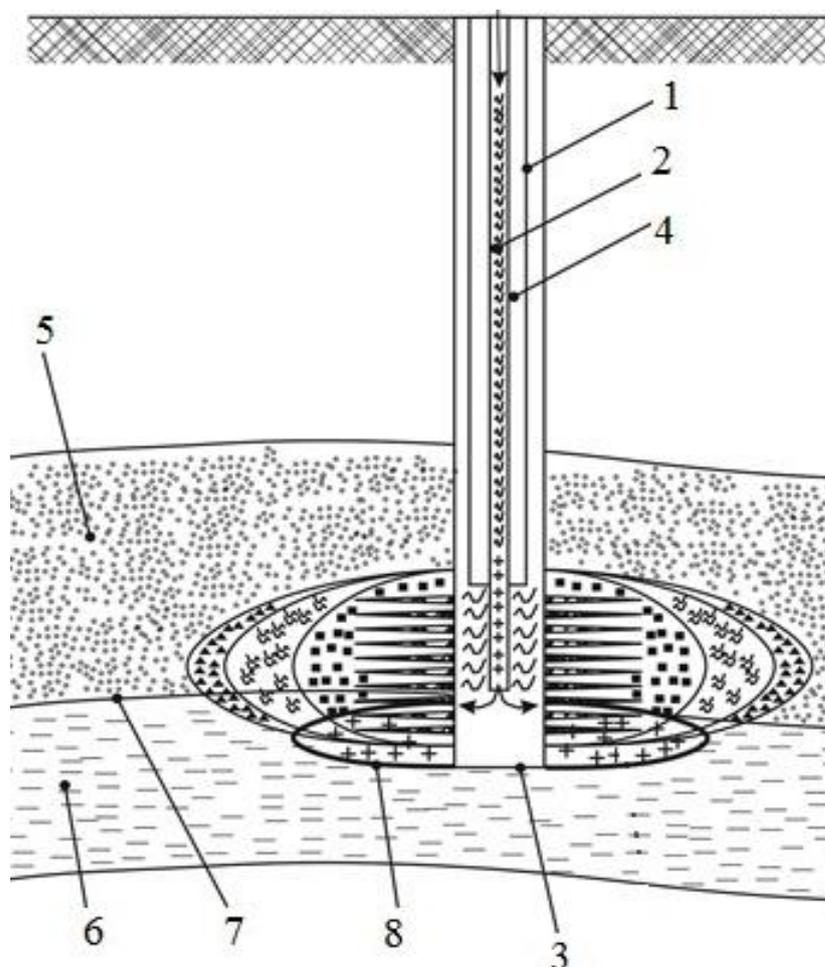


Рисунок 11 – Схема изоляции притока пластовых вод: 1-лифтовые НКТ; 2-НТ; 3-забой скважины; 4-кольцевое пространство между НТ и НКТ; 5-предельногазонасыщенная часть продуктивного пласта; 6-слабогазонасыщенная часть продуктивного пласта; 7-принятый ГВК; 8-блокирующий экран

Таблица 5 – Результаты опытно-промышленных работ на скважине с использованием технологии по патенту РФ 2534373

Диаметр диафрагмы, мм	Режимы работы скважины до ремонта				Режимы работы скважины после ремонта			
	дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	дебит воды, м <sup>3</sup> /сут	Давление на устье, МПа	Температура на устье, °С	дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	дебит воды, м <sup>3</sup> /сут	Давление на устье, МПа	Температура на устье, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9
22,03	319,7	96	5,56	9	403,4	82,95	5,67	14,2
25,08	390,6	144	5,31	10	487,6	89,66	5,42	14,7
30,03	489,1	171,84	4,88	11	621,6	110,59	5,06	14,7

***Извлечение прихваченной колонны гибких труб*** (патент РФ 2592908).

Ранее было показано, что возрастание сложности скважино-операций с технологической и технической стороны, в отсутствие требуемого контроля, приводит к росту количества повторных работ и в конечном счете ставит под угрозу достижение в скважинах потенциального дебита.

Предлагается технология извлечения прихваченной колонны НТ, исключающая смену передвижного подъемного агрегата (ППА) и глушение скважины. По данной технологии, в случае отсутствия результата использованием метода расхаживания колонны НТ инжектором, предлагается срезание подвески плашками блока превенторов и осуществление герметизации устья скважины. Затем проводят замену барабана НТ на колонну труб меньшего диаметра. После промывки забоя в скважину спускают компоновку, состоящую (сверху вниз) из коннектора, гидравлического якоря, забойного двигателя, трубореза гидравлического принципа действия. Компоновку спускают на глубину с учетом оставления головы аварийной НТ для последующего захвата и ее извлечения из скважины, проводят «обрезание» неприхваченной НТ с последующим ее извлечением. Затем проводят смену компоновки для извлечения прихваченной НТ, в которую включают (сверху вниз): коннектор, гидравлический якорь, забойный двигатель (ЗД), гидравлический домкрат, ловильный инструмент. С помощью забойного двигателя приводят во вращение ловильный инструмент до закрепления последнего с аварийной НТ. При помощи гидравлического якоря срывают прихваченную НТ и извлекают ее на поверхность. Особенностью предлагаемой технологии является то, что срыв прихваченного оборудования осуществляется гидравлическим домкратом, которым можно достичь величины натяжения до 686,7 кН (70 т), а не за счет тягового усилия инжектора колтюбинговой установки (до 30 т.).

***Извлечение тартального каната или каротажного кабеля*** (патент РФ 153695), оборванного и прихваченного при проведении геофизических исследований, обязательных при освоении скважины. Технология заключается в следующем: в скважину на НТ спускают ЗД в компоновке с ловильным ершом, имеющим ограничитель, который препятствует

проникновению ловильного инструмента внутрь витков кабеля. По достижению инструментом оставшегося в скважине каната или кабеля доводят на него нагрузку до 10-30 кН, при циркуляции жидкости и одновременном его вращении на минимальных оборотах ЗД, после чего инструмент поднимают. Освободив канат (кабель) от ловильного инструмента, приступают к подъему оставшейся части каната (кабеля).

Таким образом, по результатам проведенных исследований автором теоретически обоснованы, разработаны и рекомендованы технологии освоения газовых скважин переходной зоны сеноманской залежи, которые позволяют проводить работы по снижению водопоступления наряду с увеличением извлечения газа в условиях депрессии на пласт, исключая глушение скважин, а также учитывающие факторы неопределенности при добыче трудноизвлекаемого газа. Общий объем внедрения разработок за 2010-2018 г. составил 32 скважино-операций, экономический эффект от внедрения порядка 136,0 млн. рублей.

### **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. Уточнено строение слабогазонасыщенной зоны сеноманской газовой залежи по высоте ряда месторождений Западной Сибири (Ямбургское, Уренгойское, Медвежье), с выделением границ переходной зоны. Показана возможность и перспективность дополнительной добычи из нее газа в объеме 0,58 трлн.м<sup>3</sup>.

2. Низкая эффективность существующих технологий освоения газовых скважин на месторождениях с переходной зоной сеноманских отложений обусловлена наличием начального градиента давления в сочетании с высокой проницаемостью пород (1 мкм<sup>2</sup> и более), их расчлененностью, капиллярным концевым эффектом, геолого-технологической неопределенностью переходной зоны.

3. Обоснована феноменологическая модель освоения газовых скважин для месторождений с переходной зоной, обеспечивающая определение эффективного метода воздействия на ПЗП.

4. Разработана концепция освоения скважин, определяющая порядок проведения работ в условиях отсутствия сведений об особенностях реагирования объекта на проведенные ранее методы воздействия на ПЗП для обеспечения стабильности отбора пластового флюида за счет адаптации геологической модели, а также предусматривающая оценку завершенности и успешности планируемых мероприятий.

5. Разработаны инновационные технологические и технические решения по освоению скважин, учитывающих геологические особенности сеноманского продуктивного комплекса, в частности: технология заканчивания скважин (патент РФ 2793351); технология проведения водоизоляционных работ (патент РФ №2534373); технология извлечения прихваченной колонны гибких труб (патент РФ №2592908).

6. Результаты теоретических и технологических исследований отражены при разработке нормативных, руководящих документов на осуществление опытно-промышленных работ (регламент по применению технологии изоляции водопритока в добывающих скважинах гидрофобизирующими составами с помощью установки колтюбинг ООО «Заполярстройресурс»).

7. Экономическая эффективность применения предложенных технологий освоения газовых скважин в осложненных условиях эксплуатации на месторождениях севера Западной Сибири за период 2010-2018 гг. составила 136 млн. рублей за счет повышения надежности проводимых работ по освоению скважин, снижения времени на проведение повторных работ на 50 % и увеличения дебитов скважин до 30 %.

Основное содержание диссертации опубликовано в 23 научных трудах, из которых одна монография, 7 статей в международной базе цитирования Scopus, 10 включены в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, выпускаемых в Российской Федерации в соответствии с ВАК Минобрнауки РФ, 5 патентов на изобретения и полезные модели, основными из которых являются:

**Монографии:**

1. Организация супервайзерского контроля при капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин: монография / Ю.В. Ваганов, Г.П. Зозуля, А.В.

Кустышев [и др.]: отв. Ред. Ю.В. Ваганов. - Тюмень: Вектор Бук, 2012. – 192 с. – Текст непосредственный.

### **Статьи Scopus:**

2. Ваганов Ю.В. Аварийно-восстановительные работы в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, Д.С. Леонтьев. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. - №2. – С. 85-87.

3. Vaganov, Yu.V. Geological Aspects of Producing Reserves from Complex Gas Deposits / Yu.V. Vaganov, A.K. Yagafarov, I.I. Kleshchenko, V.A. Parfiriev, Zh.S. Popova // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. - Volume 12. - Number 24. - pp. 16077-16082.

4. Vaganov, Y., Cheymetova, V. Risk management at the final stage of gas field development // ПОАВЖ. – 2020. - Vol. 11, S3. – pp. 31-35.

5. Vaganov, Y. Packer fluid research and development for Bovanenkovo wells / Y. Vaganov, E. Panikarovsky, V. Panikarovsky, A. Anashkin // Journal of mines, metals & fuels. - September 2020. - Vol.68. - No.9. - Special issue. – pp. 307-311.

6. Vaganov, Y., Katanov, Y. Qualitative Algorithm for Adaptation of Reservoir Models // International Journal of Energy for a Clean Environment. – 2022. - Vol. 24. - No. 1.

7. Vaganov, Y. On the analysis of technological solutions for the production of hard-to-recover residual gas reserves / Y.V. Vaganov, Yu.E Katanov., M.V. Ryazapov, A.A. Biletskiy // International Journal of Energy for a Clean Environment. – 2022. - Vol. 24. - No. 1.

8. Vaganov Y. Effectiveness of gas inflow stimulation works at the final stage of field development / Y. Vaganov, V. Chejmatova, – Text: direct // Nexo Revista Cientifica. - 2022. - Vol. 35 (4). - P. 981-991.

### **Статьи ВАК:**

9. Ваганов Ю.В. Организация капитального ремонта скважин в современных условиях разработки нефтяных и газовых месторождений / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, В.А. Долгушин. - Текст: непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. - № 6. – С. 19-25.

10. Ваганов Ю.В. Методология капитального ремонта скважин в современных условиях эксплуатации сеноманской залежи / Ю.В. Ваганов. - Текст: непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. - №1 - С. 34-38.

11. Ваганов Ю.В. Необходимость совершенствования классификации сложных ремонтов газовых скважин в современных условиях эксплуатации // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. - № 2 - С. 41-44

12. Ваганов Ю.В. Изменение молекулярной природы поверхности коллекторов при эксплуатации сеноманских залежей низконапорных газов / Ю.В. Ваганов, А.К. Ягафаров, Ш.А. Арсан. – Текст: непосредственный // Известия вузов Нефть и газ. – 2016. - № 3. – С. 38-44.

13. Ваганов Ю.В. Особенности освоения переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю.В. Ваганов, В.П. Овчинников. - Текст: непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. -2020. - № 3. – С 24-30.

14. Ваганов Ю.В. Технология освоения переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю.В. Ваганов, В.П. Овчинников. - Текст: непосредственный // Бурение и нефть. – 2021. - № 4. – С 52-59

15. Ваганов Ю.В. Алгоритм обоснования технологии освоения газовых скважин на сеноманских залежах с переходной зоной / Ю.В. Ваганов. - Текст: непосредственный // Бурение и нефть. – 2021. - № 11 С 52-59

16. Ваганов Ю.В. Рекомендации по дополнению действующей структуры ремонтных работ / Ю.В. Ваганов. - Текст: непосредственный // Бурение и нефть. – 2021. - № 12 – С 52-59

17. Ваганов Ю.В. Концепция оценки эффективности технологий освоения низконапорного газа / Ю.В. Ваганов. - Текст: непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. - 2021 – № 6 – С. 69–75

18. Ваганов Ю.В. Моделирование переходной зоны сеноманской газовой залежи / Ю.В. Ваганов, А.А. Ширяев, В.О. Науменко. – Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 26-41.

#### **Патенты:**

19. Пат. 2534373 РФ Е 21 В 43/32. Способ изоляции притока пластовых вод: №2013134912/03; Заявл. 23.07.2013; Опубл. 27.11.2014 / Ю.В. Ваганов, А.В.

Кустышев, А.К. Ягафаров, Д.А. Кустышев, М.В. Листак, А.В. Избрехт. – Бюл. №33; патентообладатель ТИУ. - Текст: непосредственный.

20. Пат. 153695 РФ Е 21 В 31/12. Ловильное устройство для извлечения каротажного кабеля на гибкой трубе: №2014140364/03; Заявл. 06.10.2014; Оpubл. 10.08.2015 / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, Д.С. Леонтьев. – Бюл. №22; патентообладатель ТИУ. - Текст: непосредственный.

21. Пат. 155017 РФ Е 21 В 31/20. Ловильное устройство для извлечения прихваченной колонны гибких труб: №2014144805/03; Заявл. 05.11.2014; Оpubл. 20.09.2015 / Д.А. Кустышев, Ю.В. Ваганов, Д.С. Леонтьев, М.Я. Калимулина. – Бюл. №26; патентообладатель ТИУ. - Текст: непосредственный.

22. Пат. 2592908 РФ Е 21 В 31/12. Способ извлечения прихваченной колонны гибких труб из скважины: №2015112452/03; Заяв. 06.04.2015; Оpubл. 27.07.2016 / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, Д.А. Кустышев, Е.В. Паникоровский, Д.С. Леонтьев. - Бюл. №21; патентообладатель ТИУ. - Текст: непосредственный.

23. Пат. 2793351 РФ Е 21 В 33/14. Способ заканчивания добывающей скважины, вскрывшей переходную зону газовой залежи: №2022119697; Заяв. 18.07.2022; Оpubл. 31.03.2023 / Ю.В. Ваганов, Д.С. Леонтьев, Овчинников В.П. - Бюл. №10; патентообладатель ТИУ. - Текст: непосредственный.