

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.346.2:621.67-83(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

Томск – 2024г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ И.А. Мельник
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами в условиях высокого газового фактора на месторождениях Западной Сибири	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	№ 12-11/с от 12.01.2024

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

	08.02.2024
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Влияние неоднородности на разработку нефтяных месторождений. Анализ причин высокой обводнённости добывающих скважин при эксплуатации месторождений. Учет газового фактора при разработке нефтяных месторождений. Геолого-технологические особенности разработки месторождений «Х». Оценка роста газового фактора в условиях неоднородности на месторождения «Х». Технологические мероприятия по борьбе с</p>

	высоким газовым фактором. Формирование принятия решений по повышению эффективности разработки месторождений с высоким значением газового фактора.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., доцент Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.б.н., Антоневиц Ольга Алексеевна
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Надеина Луиза Васильевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Introduction	
Substantiation of the gas factor increase dynamics under conditions of heterogeneity at «X» field	
Conclusion	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.01.2024
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.01.2024

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович		15.01.2024

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ осенний семестр 2023/2024 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами в условиях высокого газового фактора на месторождениях Западной Сибири
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	08.02.2024
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.01.2024	<i>Влияние геологических особенностей на процесс разработки месторождений в осложнённых условиях.</i>	30
26.01.2024	<i>Обоснование применения технологий оптимизации процессов добычи нефти в условиях месторождения «Х»</i>	30
01.02.2024	<i>Формирование принятия решений по повышению эффективности разработки месторождений с высоким значением газового фактора.</i>	20
05.02.2024	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
08.02.2024	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 120 страниц, в том числе 48 рисунков, 22 таблиц и 37 литературных источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: месторождение, нефть, газ, прорыв газа, конусообразование, газовый фактор, газосодержание, предвключенные устройства, график Чена.

Объектом исследования являются месторождения с высоким значением газового фактора.

Цель работы – оптимизация процессов добычи нефти на месторождениях, обусловленных высокими значениями газового фактора.

Задачи:

1. Определить влияние геологических особенностей на процесс разработки месторождений
2. Провести анализ существующих технологий, направленных на снижение значения газового фактора
3. Сформировать рекомендации по повышению эффективности разработки месторождений со схожими геологическими условиями

В результате исследования рассмотрены геологические условия, влияющие на процесс разработки нефтегазовых месторождений, выявлена значимость динамики изменения газового фактора при эксплуатации объекта. Произведена оценка роста газового фактора в условиях неоднородности на месторождении «Х», сформированы решения по повышению эффективности разработки месторождений с высоким газовым фактором с учетом геологических условий, по причине которых происходит рост ГФ - залежь с растворённым газом в пластовой нефти и залежь, имеющая газовую шапку (контактная залежь).

Созданная блок-схема принятия решений является комплексным решением, позволяющим рассматривать все вышеперечисленные факторы в совокупности и подобрать необходимый метод ограничения/снижения ГФ

для месторождения со схожими геолого-физическими условиями продуктивных пластов. Данный подход поможет контролировать и управлять процессами разработки месторождения с высоким ГФ.

Область применения: представленные решения целесообразно применять на месторождениях с высоким значением газового фактора.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ	14
1.1. Влияние неоднородности на разработку нефтяных месторождений	14
1.1.1. Виды неоднородности строения нефтяных залежей	15
1.1.2. Анализ влияния проницаемостной неоднородности на коэффициент нефтеизвлечения	17
1.2 Анализ причин высокой обводнённости добывающих скважин при эксплуатации месторождений	20
1.2.1 Механизмы обводнения добывающих скважин пластовой водой	20
1.2.2 Механизмы обводнения добывающих скважин из-за технических и технологических проблем	22
1.2.3 Влияние геолого-физических факторов на темп обводнения добывающих скважин	23
1.3 Учет газового фактора при разработке нефтяных месторождений	27
1.3.1 Газовый фактор, газосодержание – специфика применяемой технологии	28
1.3.2 Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений	30
1.3.3 Оценка геологических условий месторождений с повышенным значением газового фактора	36
2. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»	38
2.1 Геолого-технологические особенности разработки месторождения «Х» .	38
2.2 Оценка роста газового фактора в условиях неоднородности на месторождении «Х»	46
2.2.1 Влияние параметров пласта и жидкости на процесс конусообразования газа в горизонтальных скважинах	46

2.2.2 Обоснование динамики повышения газового фактора в условиях неоднородности на месторождении «Х»	49
2.3 Технологические мероприятия по борьбе с высоким газовым фактором	59
2.3.1 Использование предвключенных устройств и мультифазного насоса .	60
2.3.2 Применение «конических» насосов	63
2.3.3 Использование УЭЦН, оборудованных усовершенствованными ступенями для добычи нефти	64
2.3.4 Заканчивание скважин устройствами контроля притока	65
2.3.5 Изоляционные технологии ограничения газоприток в нефтяных скважинах.....	67
3. ФОРМИРОВАНИЕ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ЗНАЧЕНИЕМ ГАЗОВОГО ФАКТОРА	71
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	84
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
5.2. Производственная безопасность	86
5.3. Экологическая безопасность.....	93
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
5.5. Выводы по разделу	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
Список используемых источников:.....	102
Приложение А	106
Приложение Б.....	107

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство месторождений России находятся, либо вступают на завершающую стадию разработки, которая обусловлена высокими значениями обводнённости. При этом имеются осложняющие факторы, при которых затрудняется добыча нефти, одними из которых являются неоднородность продуктивного пласта, высокие значения газового фактора.

Все продуктивные пласты имеют геологическую неоднородность. Низкий охват продуктивного пласта нагнетаемой водой при разработке месторождений с поддержанием пластового давления, отставание выработки запасов нефти от запланированных происходит по причине различия значений проницаемости участков продуктивных пластов. По этой причине происходит преждевременное обводнение добываемой продукции из-за того, что закачиваемая вода в первую очередь проникает в высокопроницаемые пропластки, а нефть, содержащаяся в низкопроницаемых участках, вытесняется в меньшей степени.

Высокое значение газового фактора также приводит к негативным последствиям при разработке месторождения. При снижении пластового давления ниже давления насыщения происходит разгазирование пластовой нефти. В залежах, содержащих контактные запасы, может произойти подтягивание конуса газа к забою добывающей скважины. Неоднородность по проницаемости способна привести к прорыву газа через высокопроницаемые участки. Отрицательным эффектом от воздействия данных проявлений является ухудшение эксплуатации месторождения: перегрев погружного оборудования, обеспечивающего добычу газожидкостной смеси на поверхность, невозможность выработки остаточных запасов, гидратообразование и др. В самом крайнем случае может произойти полное прекращение поступления нефти ввиду прорыва газа.

При увеличении газового фактора существует множество решений данной проблемы: заблаговременные (направлены на создание и сохранение производительной способности скважины с низкими показаниями газа), текущие (в процессе эксплуатации связаны с изменением и тщательным контролем режимов, давлений, без необходимости остановки скважины), операционные (требующие остановки скважины, вмешательства бригады КРС, проведения промысловых геофизических исследований, и прочих мероприятий связанные с работой в скважине, когда остальные методы не дают должного эффекта).

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью принятия правильных решений при данных осложнениях, влияющих на разработку месторождения. Чтобы найти определенный подходящий метод необходимо рассматривать каждый случай в отдельности. Но для упрощения понимания и поиска технологии борьбы с газовым фактором, опираясь на природу его появления с учетом конкретных геологических условий месторождения предлагается использовать интегрированный подход к разработке месторождений с высоким значением газового фактора. При проведении анализа данных была составлена блок-схема принятия решений, принимаемая как модель и рекомендуемая к использованию на месторождениях со схожими геолого-физическими условиями.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АСРП – адаптивная система регулирования притока;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ГНВЗ – газонефтеводная зона;

ГНЗ – газонефтяная зона;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГС – горизонтальная скважина;

КИН – коэффициент нефтеизвлечения;

КП – кустовая площадка;

МФОН – мультифазный осевой насос;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ПП – продуктивный пласт;

ПШД – поддержание пластового давления;

ЧНЗ – чисто нефтяная зона;

ФПЗ – фонтанирование по затрубному пространству скважины;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

1. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ

1.1. Влияние неоднородности на разработку нефтяных месторождений

Нефтеносные породы характеризуются изменением литолого-фациального и минерального состава. Также, в свою очередь, в продуктивных горизонтах имеется непостоянство фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС): проницаемость, пористость, начальная нефтенасыщенность, сжимаемость. В довольно широком диапазоне значений меняется и эффективная мощность пласта. Из-за данных особенностей, для характеристики изменчивости ФЕС, характера распространения горизонта в объёме нефтяной залежи используют понятие неоднородности [1].

В неоднородных продуктивных пластах (ПП) процесс вытеснения пластовой нефти нагнетаемой водой будет неравномерен. Связано это с тем, что из-за различия значений проницаемостей в первую очередь будет происходить вытеснение по высокопроницаемым пропласткам. Как следствие, низкопроницаемые участки ПП содержат большое значение остаточных запасов нефти. Данные пропластки могут быть не охвачены процессом заводнения на 20-50% и более. За счет такого малого охвата продуктивного пласта заводнением процент извлечения нефти является низким. Традиционно устоявшиеся системы разработки месторождений при данных условиях являются в настоящее время малоэффективными и актуально применение эффективных технологий. Так, М.Л. Сургучевым в конце 1950-х годов было впервые высказано предположение об эффективности нестационарного воздействия заводнением на продуктивные пласты [7].

Многие ученые занимались исследованиями неоднородности продуктивных пластов, среди которых следует отметить работы Р.Б. Хисамова, М.А. Жданова, Р.Н. Дияшева, М.И. Максимова, М.А. Токарева,

В.С, Мелик-Пашаева, М.Л. Сургучева и др. Невзирая на успехи в изучении данной проблемы, нет единой точки зрения по классификации, терминологии, оценки неоднородности строения нефтяных залежей [2].

Во многих научных трудах понятие неоднородности относят к геологической. Связано это с тем, что неоднородность вызвана геологическими процессами, из-за которых происходит изменение литологических, петрофизических, физических свойств нефтеносных пород. Е.И. Семин под геологической неоднородностью подразумевает изменчивость литолого-физических свойств пород. Расширенное определение приведено в работе Л.Ф. Дементьева, где под геологической неоднородностью следует понимать непостоянство литологической характеристики, физических свойств как по площади, так и по разрезу пород, которые слагают ПП [2].

1.1.1. Виды неоднородности строения нефтяных залежей

В источнике [2] в результате обобщения выполненных исследований по изучению неоднородности продуктивных пластов предложена данная классификация неоднородности ПП:

1. неоднородность по коллекторским свойствам продуктивного пласта;
2. литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта (пласта).

Два представленных типа неоднородности выделены на основе геологического и физико-гидродинамических признаков. В таблице 1 представлены следующие разновидности литолого-фациальной неоднородности и неоднородности по коллекторским свойствам.

Таблица 1 – Разновидности литолого-фациальной неоднородности и неоднородности по коллекторским свойствам

Тип неоднородности	Разновидности неоднородности по данному типу
Литолого-фациальная неоднородность	<ul style="list-style-type: none"> • минералогическая неоднородность; • гранулометрическая (агрегативная) неоднородность;

	<ul style="list-style-type: none"> • неоднородность по толщине горизонта; • неоднородность по толщине пластов (в составе продуктивного горизонта)
Неоднородность по коллекторским свойствам	<ul style="list-style-type: none"> • неоднородность по пористости; • неоднородность по проницаемости; • неоднородность по распределению остаточной водонасыщенности; • микронеоднородность

Литолого-фациальная неоднородность – изменение гранулометрического, минералогического, литолого-фациального состава пород ПП. Данная неоднородность обусловлена чередованием пород как по площади нефтяной залежи, так и по разрезу продуктивного горизонта, изменением толщины слагающих пород, их замещением, выклиниванием и т.д. На рисунке 1 представлен геолого-литологический профиль одного из нефтяных месторождений России, на котором отображена литолого-фациальная неоднородность продуктивных пластов.

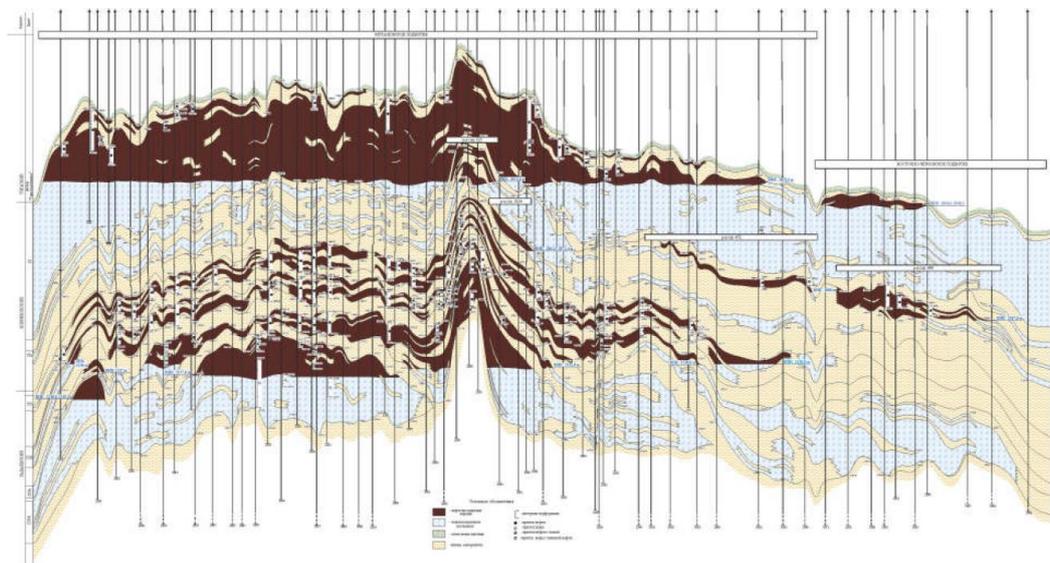


Рисунок 1 – Геолого-литологический профиль по продуктивным пластам Мухановского месторождения [1]

В связи с тем, что все продуктивные пласты обладают литолого-фациальной неоднородностью, для количественной оценки данного вида неоднородности применяют следующие коэффициенты:

- коэффициент расчленённости – отношение суммарного числа проницаемых слоёв, суммированных по всем скважинам, вскрытых продуктивный пласт, к числу этих скважин.

- коэффициент связанности – отношение площади участков, где пласты сливаются, к общей нефтенасыщенной площади залежи. Данный коэффициент показывает степень гидродинамической связи.

- коэффициент песчаности (терригенный коллектор) – отношение эффективной мощности к общей мощности ПП в разрезе определенной скважины.

Следует учесть, что для количественной оценки неоднородности существуют и другие коэффициенты, но широкое применение нашли вышеописанные.

1.1.2. Анализ влияния проницаемостной неоднородности на коэффициент нефтеизвлечения

Проницаемость является одной из важнейших гидродинамических характеристик, так как она влияет на пропускную способность пористой среды, добывные возможности скважины, её продуктивность, на показатель нефтеотдачи. Путём лабораторных и теоретических исследований была установлена прямая зависимость коэффициента проницаемости от нефтеотдачи: чем больше среднее значение коэффициента проницаемости, тем больше нефтеотдача.

Неоднородность по проницаемости изучена более детально, чем литолого-фациальная неоднородность из-за большей значимости данного гидродинамического параметра. Различают два вида неоднородности по проницаемости:

- зональная неоднородность – средние значения проницаемости изменяются по площади нефтяной залежи.

- слоистая неоднородность (неоднородность по толщине ПП) – вид неоднородности, при которой пласт разделен на некоторое количество слоёв,

где в одном слое средние значения проницаемости являются постоянной величиной, но отличающиеся от значений проницаемости другого слоя.

В зависимости от характера изменения слоистой структуры данный вид неоднородности подразделяется на две группы: упорядоченно-слоистую неоднородность (свойственна хорошая выдержанность прослоев в одном направлении и частое их чередование в перпендикулярном) и хаотично-слоистую неоднородность (отсутствие выдержанности прослоев в любом из направлений) [3].

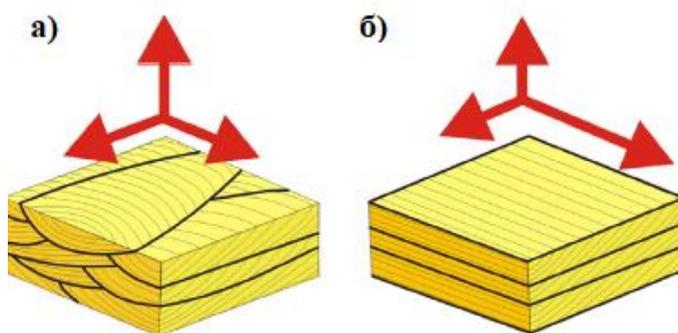


Рисунок 2 – Упорядоченно-слоистая (а) и хаотично-слоистая (б) неоднородность

Бурение новых добывающих скважин является одним из распространенных и эффективных способов интенсификации добычи углеводородов. Применение данного метода также способствует росту коэффициента нефтеизвлечения.

Ивановой М.М. [8] за счет проделанного анализа промысловых данных множества месторождений описаны следующие рекомендации по выбору плотности сетки скважин. В нефтяных залежах, характеризующихся выдержанным строением пластов, соотношением вязкостей пластовой нефти и воды около единицы, влияние плотности сетки скважин будет незначительным – данные залежи могут эксплуатироваться с редкой сеткой скважин (до 40-50 га/скв). Также возможно бурение некоторого количества скважин, в дополнение к основной сетке скважин, с целью стягивания контура нефтеносности. В залежах, с большой неоднородностью ПП и соотношением вязкостей нефти и воды в пределах 3-4 плотность сетки

скважин (20-30 га/скв) способствует росту КИН. Разбуривание плотности сетки скважин (6-12 га/скв) способствует приближению коэффициента нефтеизвлечения к проектному среднеотраслевому для нефтяных высоковязких залежей при значении соотношения вязкостей нефти и воды от 4 до 50 [2].

На основании данных рекомендаций можно сделать вывод о том, что при выборе плотности сетки скважин главными факторами являются неоднородность продуктивных пластов и соотношение вязкостей нефти и воды. Прерывистость ПП является главным фактором неоднородности, определяющая степень гидродинамической связи в объёме нефтяной залежи и тип строения продуктивного пласта.

Вследствие проведенного американскими исследователями анализа промысловых данных и результатов математического моделирования было выявлена закономерность эффективности бурения дополнительного числа скважин от неоднородности (слоистая и зональная) и прерывистости продуктивного пласта – чем выше значения данных особенностей ПП, тем эффективнее в целях повышения КИН будет бурение дополнительных скважин.

Важным является знание распределения значений проницаемости в объёме продуктивного пласта, какова доля объёма песчаников (по проницаемости) для оценки коэффициента конечного нефтеизвлечения. Распределение долей песчаников с различными коэффициентами проницаемости в объёме продуктивного пласта будет зависеть от характера пространственной неоднородности по проницаемости. Березиным В.М. была выявлена зависимость нефтеизвлечения от проницаемости – если значение гидродинамического параметра выше, то больше коэффициент нефтеизвлечения.

1.2 Анализ причин высокой обводнённости добывающих скважин при эксплуатации месторождений

На сегодняшний день большая часть месторождений России находится, либо вступает в позднюю стадию разработки, отличительной чертой которой является большое значение обводнённости в добываемой продукции. При этом присутствует большая доля остаточных запасов нефти. Преждевременное обводнение ПП создаёт отрицательный эффект на добычу углеводородов: снижение коэффициента нефтеизвлечения, текущей добычи нефти. Как следствие, происходит увеличение экономических затрат, направленных на подготовку и обратную закачку в продуктивные пласты больших объёмов воды. Из-за происходящих недоборов продукции приходится производить ускоренный ввод в эксплуатацию новых скважин или месторождений с целью компенсации потерь по добычи нефти. Проблема обводнённости эксплуатирующихся объектов разработки является всё более актуальной.

Попутная вода, которая добывается совместно с нефтью подразделена на 2 типа: воду, активно поступающую из активных водоносных горизонтов либо из нагнетательных скважин, и пластовую воду, не участвующую в процессе вытеснения нефти.

1.2.1 Механизмы обводнения добывающих скважин пластовой водой

Прорыв к скважине пластовой контурной воды. В направлении, параллельном напластованию, происходит движение контурной воды, осуществляемое из-за упругих сил законтурной области ПП. Таким образом, рост обводнения скважин, находящихся в приконтурной зоне нефтяной залежи, также обусловлен энергетической активностью законтурной области ПП, определяемая фильтрационно-емкостными свойствами, литологической выдержанностью и объёмом данной области.

Повышенная начальная водонасыщенность продуктивного пласта.

Причиной обводнения добывающей скважины с первых дней эксплуатации является повышенная водонасыщенность ПП. Связано это с низким значением нефтенасыщенности продуктивного пласта или произошло вскрытие переходной зоны насыщенности скважиной на залежи нефти с подстилающей водой. Соотношение гравитационных и капиллярных сил определяет строение данной зоны. Гравитационные силы определяют общее положение нефти и воды в разрезе нефтяной залежи. Капиллярные силы зависят от свойств и состава пород и флюида, находящихся в них. По результатам анализа начальных значений обводненности добываемой продукции скважин залежи с подстилающей водой Восточно-Правдинского месторождения и объекта разработки Мамонтовского месторождения было получено, что добывающие скважины с высокими отметками кровли ПП имеют относительно низкое значение.

Также отмечается, что подвижные реликтовые воды иногда встречаются в подошве ПП чисто нефтяной залежи. Такая залежь, по характеру обводнения добываемой продукции скважин, близка к залежи с подстилающей водой [4].

Конусообразование. Согласно теории М.М. Глаговского – М.А. Чарного при неполном вскрытии скважиной разреза залежи с подстилающей водой в призабойной зоне пласта (ПЗП) возникает вертикальная составляющая скорости – водонефтяной контакт (ВНК) приобретает форму конуса. Данная проблема возникает в вертикальных скважинах. В горизонтальных скважинах это явление называют языкообразованием.

Подъём ВНК к интервалу перфорации. Данная проблема заметно проявляется в скважинах, эксплуатирующихся в залежах с подстилающей водой. При подъёме подошвенных вод ВНК залегает горизонтально или с небольшим уклоном. Движущей силой при подъёме водонефтяного контакта является напор краевых вод. В разработке залежей с подстилающей водой и водонефтяных зон, по мнению М.Л. Сургучева, характерны короткие периоды безводной продукции добывающих скважин, сложное

пространственное течение нефти и воды, низкие темпы выработки запасов нефти и необходимость проведения водоизоляционных работ в добывающих скважинах [4].

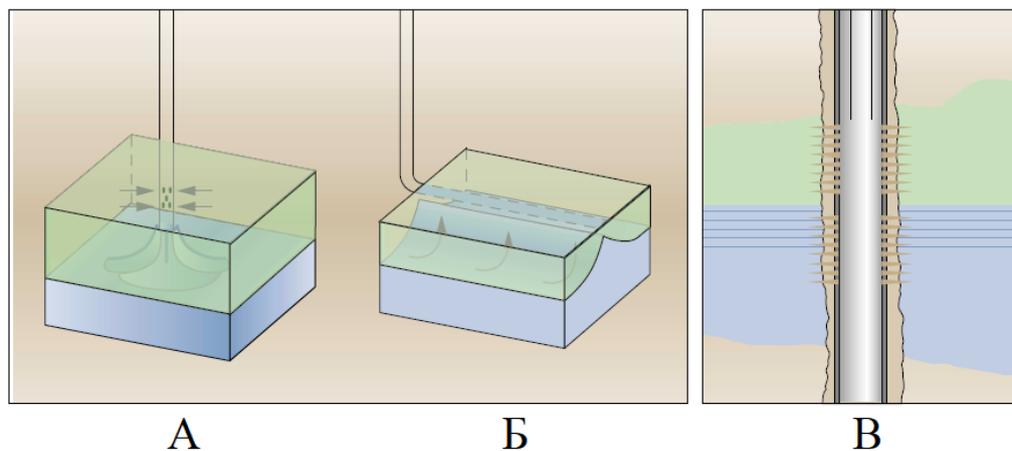


Рисунок 3 – Механизм обводнения пластовой водой: а) – конусообразование; б) – языкообразование; в) – подъём ВНК к интервалу перфорации [5]

1.2.2 Механизмы обводнения добывающих скважин из-за технических и технологических проблем

Прорыв закачиваемой воды по продуктивному пласту. В чисто нефтяной залежи данная проблема образуется в результате подхода фронта вытесняемой воды по продуктивному пласту к добывающим скважинам. Вода поступает от кустовой насосной станции через распределительный блок в нагнетательные скважины.

Подтягивание подошвенных вод вследствие заколонных перетоков в добывающей скважине. Для залежей с подстилающей водой, где присутствует глинистая перемычка, данная проблема обводненности добывающих скважин является наиболее распространенной. Проявляется это из-за некачественного цементирования эксплуатационной колонны скважины. Еще одним из проявлений можно отнести нарушение герметичности цементного кольца в ходе эксплуатации. Наличие образовавшихся каналов позволяет воде перетекать из заколонного пространства в затрубное пространство.

Другим проявлением образования заколонных перетоков (или заколонной циркуляции) является толщина глинистой перемычки между водонасыщенным и продуктивным пластами. Значение этой толщины определяет величину градиента давления между пластовым давлением в водонасыщенном пласте и забойным давлением добывающей скважины [4].

Негерметичность эксплуатационной колонны добывающей скважины. Вследствие этой проблемы происходит попадание воды из водоносных горизонтов в добывающую скважину. Негерметичность эксплуатационной колонны часто обнаруживается на глубине спуска электроцентробежного насоса (ЭЦН), причиной появления которой является коррозия металла. Еще одной из причин негерметичности эксплуатационной колонны является повышенная механическая нагрузка, особенно это проявляется в наклонно-направленных скважинах.

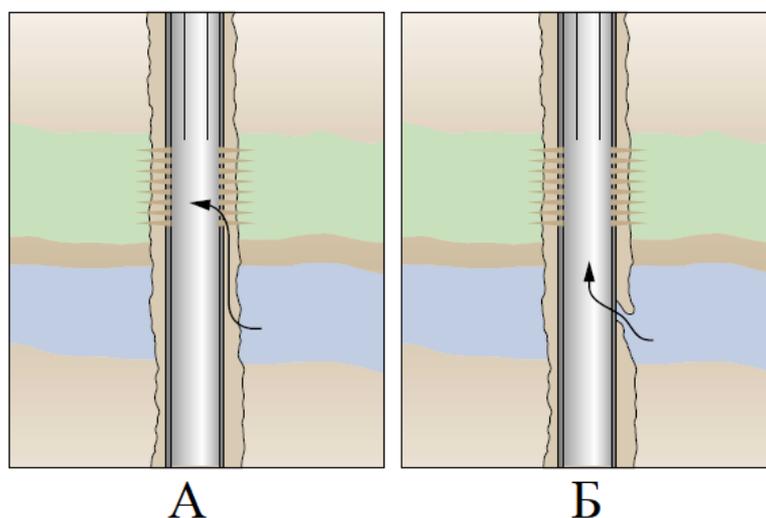


Рисунок 4 – Механизм обводнения в результате технических проблем:
а) – заколонный переток; б) – негерметичность эксплуатационной колонны [5]

1.2.3 Влияние геолого-физических факторов на темп обводнения добывающих скважин

Основными факторами, влияющими на рост обводненности добываемой продукции, являются геолого-физические. Влияние этих факторов на темп обводнения нефтяных скважин и, как следствие,

подчиненная этим факторам роль технических проблем, обосновано результатами анализа промысловых данных, проведенных М.М. Ивановой [4].

Неоднородность по проницаемости продуктивного пласта. Из-за наличия данной неоднородности происходит интенсивное обводнение добывающих скважин двумя типами вод. Закачиваемая в продуктивный пласт вода быстрее добирается до забоя нефтяной скважины по высокопроницаемым участкам, тогда как в меньшей степени процессу вытеснения подвергаются низкопроницаемые участки. Данная проблема приводит к снижению конечного коэффициента нефтеизвлечения и увеличению сроков разработки месторождения. Для эффективности процесса заводнения продуктивного пласта, обусловленного данной неоднородностью, наиболее проблемным вариантом будет являться слоистая неоднородность с ростом проницаемости по разрезу сверху вниз из-за процессов осадконакопления в условиях трансгрессии моря. При росте проницаемости снизу вверх процесс заводнения ПП будет менее проблемным. Такой вариант связан с процессами осадконакопления в условиях регрессии моря [6].

Многие авторы, изучавшие данную проблему, подчеркивают, что микронеоднородность препятствует процессу полного вытеснения нефти из заводненных участков, а неравномерность процесса заводнения связана с макронеоднородностью. По этой причине различают два типа остаточной нефти: первый тип – формируется в застойных зонах ПП, второй тип – представлен остаточной нефтенасыщенностью промытых водой пропластков ПП.

Капиллярные силы, усиливающие воздействие неоднородности по проницаемости на процесс обводнения добывающих скважин. Мнения авторов по влиянию капиллярных сил на проницаемостную неоднородность различны. По Ф. Крейгу в гидрофильных коллекторах за счет действия капиллярных сил происходит проникновение воды из заводненных участков продуктивного пласта в нефтенасыщенные пропластки, обладающие

меньшим значением проницаемости. Поэтому, с теоретической точки зрения действие этих сил влияет на увеличение конечного коэффициента нефтеизвлечения (КИН) и снижению интенсивности обводнения добывающих скважин. В работе Сургучева М.Л. показано, что послойное обводнение продуктивных пластов не может быть замедленно действием капиллярных сил. Скорость вытеснения нефти закачиваемой водой должна быть в 2-4 раза ниже скорости капиллярной пропитки для наибольшего положительного влияния капиллярных сил. Таким образом, за счет действия данных сил в реальных условиях процесса вытеснения нефти водой из ПП повышение КИН невозможно [4].

При анализе промысловых данных со многих месторождений Ивановой М.М. [8] были отмечены отключения наименее проницаемых участков ПП в процессе заводнения. Данные явления связаны за счет проявления капиллярных сил. В гидрофильной породе значение капиллярного давления становится наибольшим в условиях начальной водонасыщенности. В условиях низкого значения водонасыщенности пористой среды при смешанной смачиваемости породы значение капиллярного давления становится положительным, но становится отрицательным при условии увеличения водонасыщенности. Данное явление создаёт дополнительное гидросопротивление процессу вытеснения и стимулирует движение закачиваемой воды по уже промытым каналам ПП.

Концевой капиллярный эффект также является отрицательным воздействием капиллярных сил. Данный эффект основан на образовании вокруг призабойной зоны скважины области повышенной водонасыщенности. Этот эффект снижает эффективность процесса вытеснения закачиваемой воды в низкопроницаемых участках ПП, благодаря чему происходит усиление отрицательного влияния неоднородности пласта по проницаемости [4].

Анизотропия продуктивного пласта по проницаемости. Под анизотропией понимается различные изменения свойств по отдельным

направлениям. Сопоставление значений обводнённости добывающих скважин (за счет конуса воды) и значений, рассчитанных по формуле М.М. Глаговского – М.А. Чарного показало, что расчетное значение обводнённости больше фактической по причине того, что формула не учитывает данную анизотропию [4]. Данная характеристика ПП относится к одному из факторов, которые определяют скорость обводнения добывающих скважин залежей с подстилающей водой.

Трещиноватость ПП. В процессе заводнения добывающих скважин трещиновато-пористых или трещиноватых продуктивных пластов может произойти быстрый прорыв закачиваемой воды к добывающим скважинам. При наличии разветвленной системы трещин прорыв воды происходит особенно часто. В пласте, имеющем в начале процесса разработки слабые признаки трещиноватости, при закачке воды могут образоваться трещины. В процессе эксплуатации месторождения на режиме истощения залежи происходит снижение пластового давления и при переводе добывающей скважины в нагнетательную, за счет резкого охлаждения призабойной зоны и действия столба закачиваемой жидкости на эту зону, возникает авто-ГРП.

К причинам техногенной трещиноватости ПЗП нагнетательных скважин относится некачественная подготовка воды для закачки в пласт – присутствие мехпримесей и несовместимость нагнетаемой и пластовых вод, вследствие чего происходит выпадение солей. Из-за возникающей кольматации призабойной зоны пласта нагнетательной скважины происходит увеличение давления нагнетания с целью сохранения объёмов закачки воды. Данное действие способствует дальнейшему развитию трещин в ПЗП [4].

Различие значений вязкости пластовой нефти и закачиваемой в пласт воды. Превышение вязкости пластовой нефти над вязкостью закачиваемой в продуктивный пласт воды также способствует опережающему обводнению добывающих скважин. Вязкое языкообразование фронта вытеснения – процесс образования опережающего потока вытесняющей воды в нефтенасыщенной пористой среде. Данное

языкообразование связано с превышением значения вязкости пластовой нефти (вытесняемого агента) над нагнетаемой водой (вытесняющего агента) и усиливается с его ростом. В ходе анализа промысловых данных с месторождений Иванова М.М. [8] выявила закономерность темпа обводнения добывающих скважин и величины соотношения вязкостей – с ростом соотношения вязкости между вытесняемым и вытесняющим агентами возрастает темп скорость обводнённости нефтяных скважин. По мнению многих исследователей (Саби́ров И.Х., Саттаров М.М и др.) данное соотношение вязкостей влияет на скорость обводнения скважин сильнее, чем присутствие подстилающих вод и неоднородность продуктивного пласта по проницаемости [4].

Таким образом, геолого-физические факторы напрямую связаны с ростом обводнённости добываемой продукции. Наиболее сильное влияние на темп обводнения обусловлено неоднородностью продуктивных пород.

1.3 Учет газового фактора при разработке нефтяных месторождений

Измерение величины газового фактора (ГФ) входит в обязательный комплекс исследований по контролю за процессом разработки нефтегазовых месторождений. Энергетическое состояние залежи характеризуется именно изменением величины данного фактора, может сигнализировать о проявлении негативных явлений в процессе разработки: прорыв газа из ГШ к забою добывающих скважин, внутрислое́вое разгазирование, происходящее по причине снижения пластового давления ниже давления насыщения. Отрицательным эффектом от воздействия данных проявлений является ухудшение эксплуатации месторождения: перегрев погружного оборудования, обеспечивающего добычу газожидкостной смеси на поверхность, невозможность выработки остаточных запасов, гидратообразование и др. В самом крайнем случае может произойти полное прекращение поступления нефти ввиду прорыва газа.

На сегодняшний день существует множество решений, применяемых на месторождениях с высокими значениями ГФ:

заблаговременные - направлены на создание и сохранение производительной способности скважины с низкими показаниями газа;

текущие - в процессе эксплуатации связаны с изменением и тщательным контролем режимов, давлений, без необходимости остановки скважины;

операционные - требуют остановку скважины, вмешательства бригады КРС, проведения подземных геофизических исследований, и прочих мероприятий связанные с работой в скважине, когда остальные методы не дают должного эффекта.

Для применения определенного подходящего метода необходимо рассматривать каждый случай в отдельности. Но для упрощения понимания и поиска технологии борьбы с газовым фактором, опираясь на природу его появления с учетом конкретных геологических условий месторождения предлагается использовать интегрированный подход к разработке месторождений с высоким значением газового фактора.

1.3.1 Газовый фактор, газосодержание – специфика применяемой технологии

В РД 39-0147035-225-88 «Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр» [9] под определением газового фактора относится количество газа (в стандартных м³), извлеченного вместе с одной тонной нефти. Под данным определением скрывается ряд проблем, связанных с разночтением в терминологии и в методологии определения ГФ. Разногласия в прочтении связаны с тем, что в научных трудах (в некоторых публикациях даже эти определения трактуются одинаково), регламентирующих документах есть два схожих по своему значению определения: газовый фактор и газосодержание. Но в свою очередь данные понятия имеют принципиальные отличия.

К определению «газосодержание» относится объём газа, который растворён в пластовой нефти. Единица измерения данного параметра – $\text{м}^3/\text{м}^3$. Значение газосодержания большинства сортов пластовой нефти может варьироваться от 30 до 100 $\text{м}^3/\text{м}^3$, но может достигать и больших значений (300-500 $\text{м}^3/\text{м}^3$ и выше).

Под пластовым газовым фактором понимают количество нефтяного газа (приведённого к стандартным условиям – 20°C и давлению в 0,101 Мпа) отнесённое к одной тонне нефти, которую добыли в пластовых условиях и в последующем разгазировали при однократном снижении пластового давления до атмосферного. Данный ГФ фактически отражает содержание газа в нефти.

Рабочий газовый фактор – количество нефтяного газа (приведённого к стандартным условиям – 20°C и давлению в 0,101 Мпа) отнесённое к одной тонне добытой нефти, которую разгазировали по ступеням сепарации, принятого для данного месторождения – с учётом газа, выделяющегося из нефти при её подготовке. На рисунке 5 визуальнo представлено различие между пластовым и рабочим ГФ.



Рисунок 5 – Различие между пластовым и рабочим газовым фактором

На основе вышеописанных определений можно сделать вывод о том, что величина газового фактора, рассматривается как параметр, который зависит от режима эксплуатации нефтяной залежи и термобарических

условий сепарации на объекте сбора и подготовки добываемой продукции скважин. Общее количество газообразных компонентов в составе пластовой нефти характеризуется понятием «газосодержание». Этот параметр не связан напрямую с проектными решениями, применяемыми на нефтегазовом месторождении и обустройства наземной инфраструктуры.

1.3.2 Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений

Основным регионом по нефтедобыче в Российской Федерации является Западно-Сибирская нефтегазовая провинция. Многие месторождения этой провинции вступили в позднюю стадию разработки, которая характеризуется низкими темпами разработки и высоким значением обводнённости добываемой продукции. По данным месторождениям накоплен достаточный материал для анализа изменения физико-химических свойств флюида.

На завершающей стадии разработки месторождений выявилась проблема увязки промыслового газового фактора с его проектным значением. Превышение накопленного объёма попутного нефтяного газа (ПНГ) над начальными извлекаемыми запасами происходит в результате превышения значений данного ГФ над проектным. Большинство таких месторождений эксплуатируют в водонапорном режиме, где условием существования которого является превышение пластового давления над давлением насыщения.

В результате большинства проведенных промысловых и лабораторных исследований отмечены тенденции непропорционального роста величины ГФ в зависимости от роста обводнённости добываемой продукции на поздней стадии разработки месторождений Западной Сибири. При контакте закачиваемой в продуктивный пласт воды и нефти, а также с неизвлекаемой частью запасов, происходит насыщение нагнетаемой воды легкими газообразными компонентами (метан, углекислый газ, азот, этан и др.) вследствие диффузии. Авторами [11] был разработан подход, основанный на математическом моделировании газа в попутно добываемой воды, благодаря

которому возможно прогнозирование изменения величины газового фактора от значения обводнённости добываемой продукции. Было установлено, что с ростом значения минерализации пластовой воды растворимость в ней легких углеводородных компонентов уменьшается в 2-3 раза.

С учетом данного обстоятельства, на примере одного из добывающих предприятий Западной Сибири, было показано, что вследствие экстрагирования легких компонентов нефтяного газа в попутно добываемую воду при интенсивном процессе заводнения ПП значение газового фактора может повыситься в 2 раза от проектного. На основании этого авторы работы делают вывод о том, что для месторождений со средней обводненностью 90 % и выше влияние фактора перехода углеводородных компонентов в воду может стать доминирующим при прогнозировании объемов добычи попутного нефтяного газа.

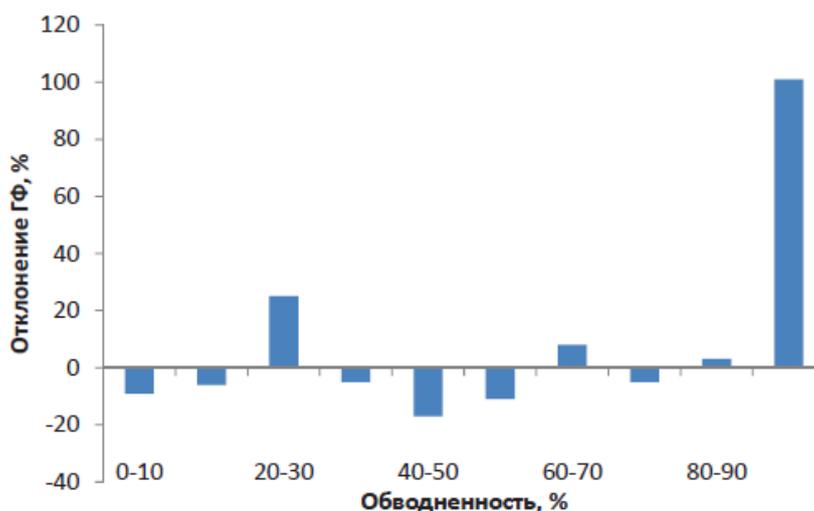


Рисунок 6 – Отклонение значений газового фактора от проектных в зависимости от степени обводнённости одного из нефтедобывающих предприятий Западной Сибири [11]

В работе [12] описаны тенденции изменения ГФ по определенной скважине. До проведения исследований и в период их проведения данная скважина не эксплуатировалась с забойным давлением ниже давления насыщения. Основные тенденции:

- превышение промышленного газового фактора над проектным (по результатам отдельных измерений значение промышленного ГФ отличалось в 20 раз от проектного);
- увеличение обводнённости приводило к росту величины добычи газа (газового фактора соответственно).

На основе этих тенденций авторами были сделаны выводы о появлении свободной газовой фазы в результате роста нагнетания в пласт подтоварной воды.

В результате снижения пластового давления ниже давления насыщения происходит такое явление, как внутрипластовое разгазирование нефти. При значении забойного давления ниже давления насыщения происходит аналогичное разгазирование пластовой нефти с той лишь разницей, что дегазация проявляется в ограниченной зоне ПП вокруг забоя нефтедобывающей скважины. На примере ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» будет проанализировано влияние данного фактора на эксплуатацию добывающих скважин.

На рисунке 7 представлена динамика количества объектов разработки месторождений Западной Сибири (регион Широтное Приобье) в условиях значений забойного давления меньше давления насыщения газом.



Рисунок 7 – Динамика количества объектов разработки месторождений Западной Сибири в условиях $P_{\text{заб}} \leq P_{\text{нас}}$ [10]

Анализируя данную динамику видно, что в начале рассматриваемого периода в данных условиях эксплуатировалось 2 нефтедобывающие скважины, тогда как уже в 2014 году количество скважин составляет 42. В общей сложности в условиях снижения $P_{\text{заб}}$ меньше $P_{\text{нас}}$ отмечена эксплуатация 63-х добывающих скважин из 149 объектов разработки. Стоит отметить, что из данного количества скважин в продолжительной эксплуатации находилось 33 объекта. У 30 нефтедобывающих скважин снижение забойного давления ниже давления насыщения имело короткий эпизод (от 1 до 2 лет) [10].

Продолжительное время эксплуатации скважин при таком условии давлений (более двух лет) отмечается только на 20 % объектов разработки ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в Широтном Приобье. Вследствие этого, данное явление носит не массовый, а скорее частный характер, но не стоит исключать влияние данного фактора как причину изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Аналогично проведенным исследованиям в работе [11] в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» закачиваемая вода влияет на рост значения ГФ. По результатам большого количества исследований было подтверждено, что значение газосодержания подтоварной воды в условиях месторождений Западной Сибири может составлять от 1 до 1,5 м³/м³ (может достигать 3 м³/м³). На рисунке 8 и 9 представлены динамика обводнённости добывающих скважин в Широтном Приобье и добычи подтоварной воды за период 2004 – 2014 гг. ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (Широтное Приобье).

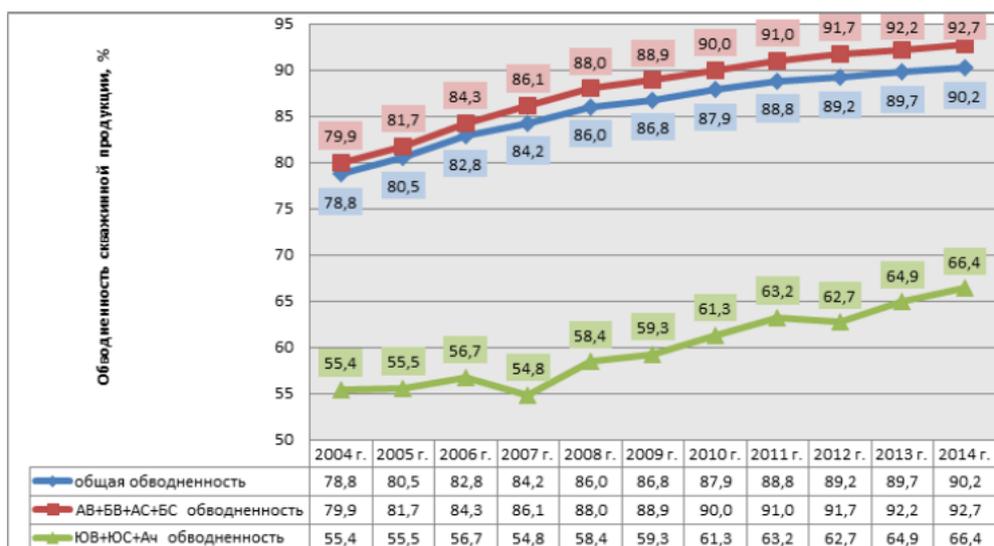


Рисунок 8 – Динамика обводнённости добывающих скважин ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» за период 2004 – 2014гг. [10]

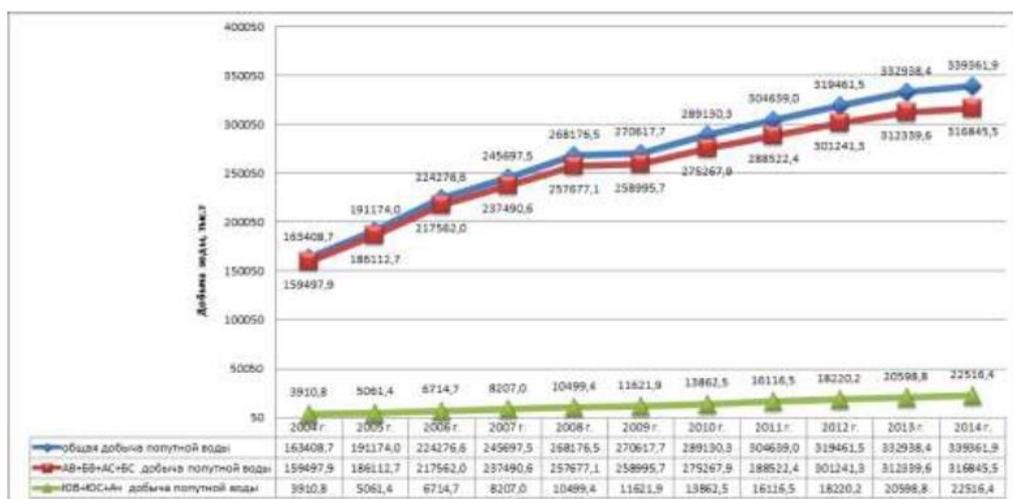


Рисунок 9 – Динамика добычи подтоварной воды по объектам разработки ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» за период 2004 – 2014гг. [10]

Анализируя данные диаграммы видно, что обводнённость продукции по объектам разработки превысила значение 90%, присутствуют большие объёмы добычи подтоварной воды. Объём добычи растворенного газа в добываемой воде весьма существенен. Можно сделать вывод о том, что по данной группе добывающих скважин ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» актуальным становится проведение исследований по определению значения ГФ в попутно добываемой воде, так как, в целом, она способна существенно влиять на баланс добычи попутного нефтяного газа по месторождениям.

Увеличение обводнённости добываемой продукции нефтяных скважин также способствует и изменению термодинамических условий подготовки нефти на поверхности. В ходе анализа промысловых данных большинства месторождений завершающей стадии разработки было выявлено изменение эксплуатации добывающих скважин за последние 10-15 лет. Анализируя промысловые данные нефтяных месторождений Западной Сибири, которые находятся на завершающей стадии разработки, было установлено, что за последние 10-15 лет значительно изменились условия эксплуатации добывающих скважин: резкий рост дебита добываемой жидкости, увеличение глубины спуска погружного оборудования, снижение динамического уровня. На рисунке 10 представлены изменения во времени дебита, обводнённости и температуры на устье добывающей скважины одного из месторождений Западной Сибири.

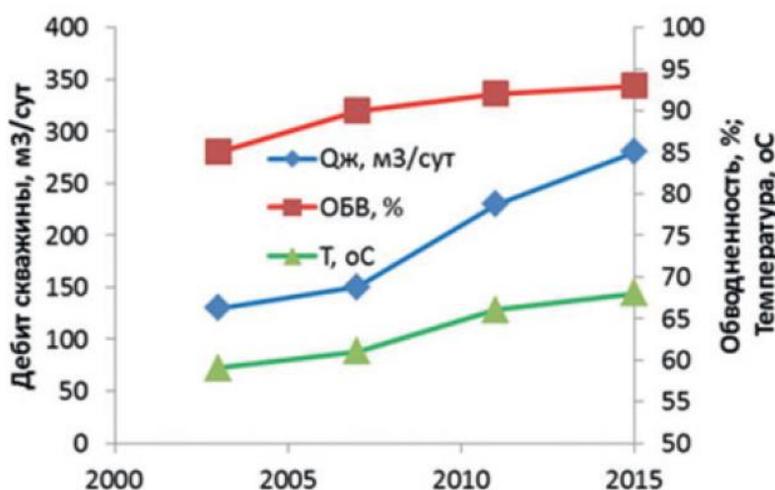


Рисунок 10 – Характерные изменения во времени дебита, обводнённости и температуры на устье добывающей скважины одного из месторождений Западной Сибири [11]

Рост объёма добываемой жидкости способствует повышению её температуры на объектах подготовки нефти, производящих сепарацию газа от поступающей продукции. Как следствие, происходит увеличение объёма сепарированного газа, объём товарной нефти становится меньше. Увеличение рабочего газового фактора из-за повышения температуры ГЖС на устье незначительно и составляет всего 5-10%.

На отклонения в значениях газового фактора от проектной величины влияют факторы, основанные на изменениях свойств и компонентного состава флюида и динамике параметров сепарации.

1.3.3 Оценка геологических условий месторождений с повышенным значением газового фактора

В текущем состоянии разработки нефтегазовых месторождений России было выделено два типа добываемого попутного газа.

Газ с газовой шапки - газ с газовой шапки проникает в ствол нефтедобывающей скважины при несоблюдении контроля следующих показателей:

а) несоответствующая большая депрессия, возникающая в результате резкого снижения забойного давления ниже пластового. В связи с этим происходит прорыв более подвижного компонента флюида (газа) к забою добывающей скважины. Обычно это основано на неправильных подсчетах давлений той или иной контактной зоны залежи (газонефтяная зона (ГНЗ), газонефтеводная зона (ГНВЗ)), если район разбуриваемого объекта недостаточно изучен;

б) недостаточное герметизирование заколонного пространства, проявляющее себя в прорыве газа через заколонное пространство между подвеской хвостовика и эксплуатационной колонной, прорыве газа при неправильном расположении пакера, плохим качеством цементажа и прочих других технических упущений;

в) близкое расположение горизонтального (бокового) ствола скважины к газонефтяному контакту (ГНК). На различных объектах разработки необходимо соблюдать определенное расстояние от ГНК для снижения риска подтягивания газа).

Характеристика объектов разработки, содержащих газовую шапку, может иметь различия как от различных типов зон (ГНЗ и ГНВЗ), так и до состава самой газонефтяной смеси определяемые по результату определения

опробывания пласта коллектора (ОПК) либо в процессе эксплуатации при анализе проб (менее точный метод).

Пласты Яковлевской свиты вырабатываются на определенных депрессиях, позволяющих ограничить подтягивание газа с газовой шапки, с целью правильной выработки запасов и снижения рисков прорыва газа.

Обычно мощность газовой шапки в контактных запасах Яковлевских пластов варьируется от 1 до 3м. Для качественной выработки нефти в таких залежах необходимо осознавать какие объёмы газа содержатся в шапке и понимать опасность прорыва газа в данном районе. Нужно знать, в каком интервале бурить горизонтальный участок ствола относительно ГНК, какую компоновку заканчивания использовать, какую создавать депрессию на пласт и множество других факторов.

Растворённый в продуктивном пласте газ - газ растворен по всему объему нефтегазовой залежи и ввиду снижения пластового давления ниже давления насыщения газ начинает выделяться из нефти. Снижение забойного давления ниже давления насыщения также приводит к выделению газа из нефти. Большую проблему вызывают контактные запасы, которые имеют различное влияние на значение ГФ.

2. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»

К причинам изменения величины газового фактора внутри продуктивного пласта в процессе эксплуатации залежи относятся снижение забойного и пластового давлений и явления, связанные с растворением легких газообразных компонентов в нагнетаемой воде. Также, к увеличению ГФ способствует сложное геологическое строение залежи, а именно наличие газовой шапки.

До процесса добычи газожидкостной смеси компоненты пластового флюида находятся в статическом равновесии, то есть распределены по плотности в условиях залежи. При эксплуатации, это равновесие нарушается вследствие градиентов давления, высокие значения которого расположены вблизи призабойной зоны добывающих скважин. Как следствие, наличие этих высоких значений способствует изменению формы границ контактов (в рассматриваемой проблеме – ГНК), заставляя изгибаться в сторону интервала вскрытия ПП. Результатом образования газового конусообразования является прорыв газа, ввиду его большей подвижности относительно нефти и воды, к забою добывающей скважины. Высокий газовый фактор, низкие показатели добычи нефти – итог данной проблемы.

Анализ изменения величин ГФ в условиях наличия контактных запасов будет рассмотрено на примере месторождения «Х».

2.1 Геолого-технологические особенности разработки месторождения «Х»

Рассматриваемое месторождение отличается сложной структурой с множественными коллекторами. Запасы углеводородов содержатся в 30 пластах, объединённых в 10 нефтяных, 14 нефтегазовых, 5 газовых

В таблице 2 приведены основные объекты разработки месторождения на 2020 год.

Таблица 2 – Данные по основным объектам разработки месторождения «Х» на 2020г

Продуктивный пласт	S нефтеносности, тыс.м ²	Средняя величина нефтенасыщенной толщины, м.	Объем залежи, тыс. м ³	Плотность нефти	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т.
Як-2	120900	2,9	356424	0,889	31908
Як-3	186561	5,8	1076905	0,887	128408
Як-4	107079	3,1	327915	0,886	40511
Як-5	87689	4,8	421087	0,883	42450
ВЯк-8-10	72410	4,4	320562	0,923	46914
ВЯк-16	57870	4,0	232800	0,913	32218

В промышленную разработку вовлечены все вышеперечисленные объекты. Накопленная добыча нефти составляет 3395 тыс.т. (рисунок 11).

Фонд, пребывающий в эксплуатации, составляет 121 скважину. Бездействующий фонд – 20 скважин. Фонд в ожидании освоения составляет 68 скважин.

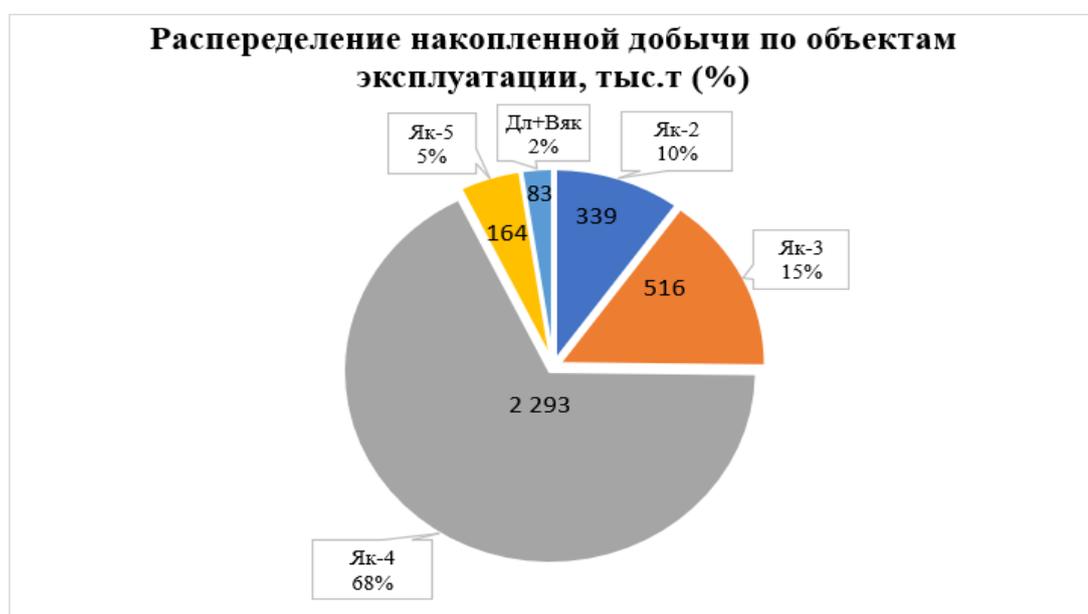


Рисунок 11 – Распределение накопленной добычи по объектам разработки месторождения «Х»

Основным объектом разработки с позиции текущих (46%) и накопленных отборов (68%) является пласт Як-4.

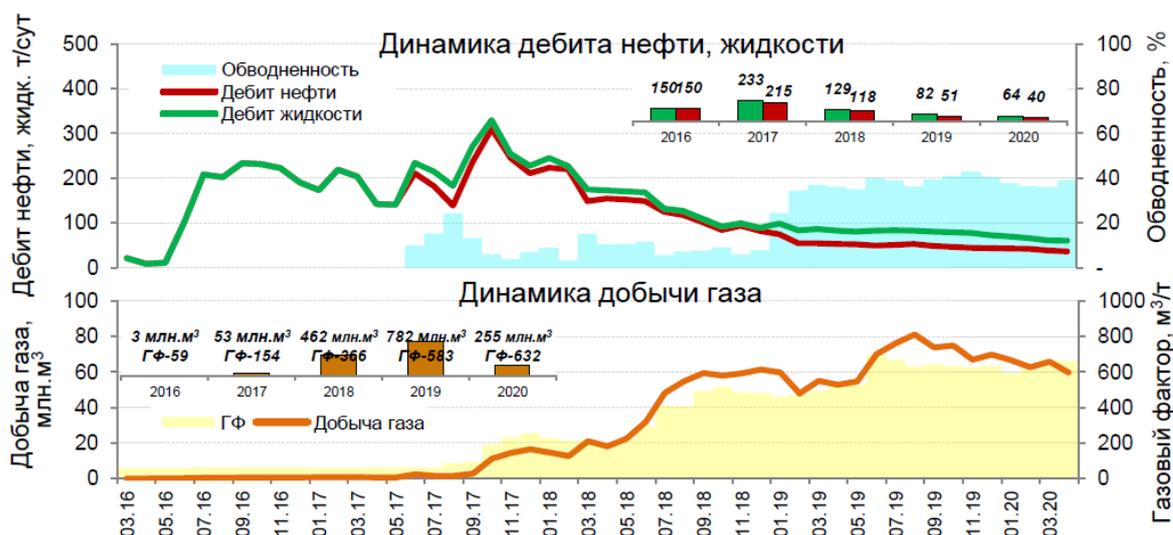


Рисунок 12 – Динамика изменения величин дебитов нефти, жидкости и газа месторождения «Х»

На рисунке 12 отображена динамика изменения величин дебитов нефти, жидкости и газа. Анализируя данную динамику, видно, что происходит уменьшение дебита добываемой жидкости, увеличение значения обводнённости (резкое увеличение отмечается с начала 2019 года). Данный рост объясняется переводом добывающих скважин в систему поддержания пластового давления (ППД) с июля 2018 года. Стоит отметить, что действующая внутрикустовая система ППД на данный момент не подтверждается по причине низкой компенсации по продуктивным пластам (средняя компенсация отборов $\approx 17\%$), что недостаточно для восстановления пластового давления.

Также отмечается рост добычи газа и, соответственно, значения ГФ. В таблице 3 представлены основные параметры разработки месторождения «Х» на 2020г.

Таблица 3 – Показатели разработки месторождения «Х» на 2020 год

Показатели разработки	Факт	План
Добыча нефти, тыс.т.	403	1520
Добыча жидкости, тыс.т.	644	3121
Закачка воды, тыс. м ³	358	1135
Средний дебит нефти, т/сут.	40	39

Газовый фактор, м ³ /т.	632	529
Обводнённость, %	37	51
Пластовое давление (Як-4), атм	126	

Как видно из таблицы 3, значение ГФ на 2020 год выше запланированного. Для более детальной картины по полученным фактическим данным разработки были рассмотрены показатели по всем эксплуатационным объектам месторождения «Х», приведённые в таблице 4.

Таблица 4 – Показатели разработки основных объектов месторождения «Х» на 2020 год

Пласт Як-2	
Состояние разработки на 2020г.	Значение
Средний дебит нефти, т/сут.	31
Средний дебит жидкости, м ³ /сут	71
Обводнённость, %	51
ГФ, м ³ /т	218
Действующий фонд добывающих скважин	10
Действующий фонд нагнетательных скважин	3
Пласт Як-3	
Средний дебит нефти, т/сут.	32
Средний дебит жидкости, м ³ /сут	41
Обводнённость, %	7
ГФ, м ³ /т	1157
Действующий фонд добывающих скважин	27
Действующий фонд нагнетательных скважин	2
Пласт Як-4	
Средний дебит нефти, т/сут.	52
Средний дебит жидкости, м ³ /сут	94
Обводнённость, %	38
ГФ, м ³ /т	471
Действующий фонд добывающих	27

скважин	
Действующий фонд нагнетательных скважин	7
Пласт Як-5	
Средний дебит нефти, т/сут.	30
Средний дебит жидкости, м ³ /сут	68
Обводнённость, %	51
ГФ, м ³ /т	797
Действующий фонд добывающих скважин	12
Действующий фонд нагнетательных скважин	2
Пласт ВЯк-8-10	
Средний дебит нефти, т/сут.	7
Средний дебит жидкости, м ³ /сут	23
Обводнённость, %	67
ГФ, м ³ /т	42
Действующий фонд добывающих скважин	1
Действующий фонд нагнетательных скважин	0
Пласт ВЯк-16	
Средний дебит нефти, т/сут.	17
Средний дебит жидкости, м ³ /сут	72
Обводнённость, %	75
ГФ, м ³ /т	163
Действующий фонд добывающих скважин	6
Действующий фонд нагнетательных скважин	0

Анализируя представленную таблицу со средними показателями разработки месторождения «Х», видно, что отклонение величины газового фактора от запланированного по бизнес-плану связано с ростом значения ГФ по добывающим скважинам, пробуренным в продуктивный пласт Як-3. Данный рост является основной причиной снижения добычи нефти на этом

объекте с начала 2020 года. Динамика технологических показателей Як-3 приведена на рисунке 13.

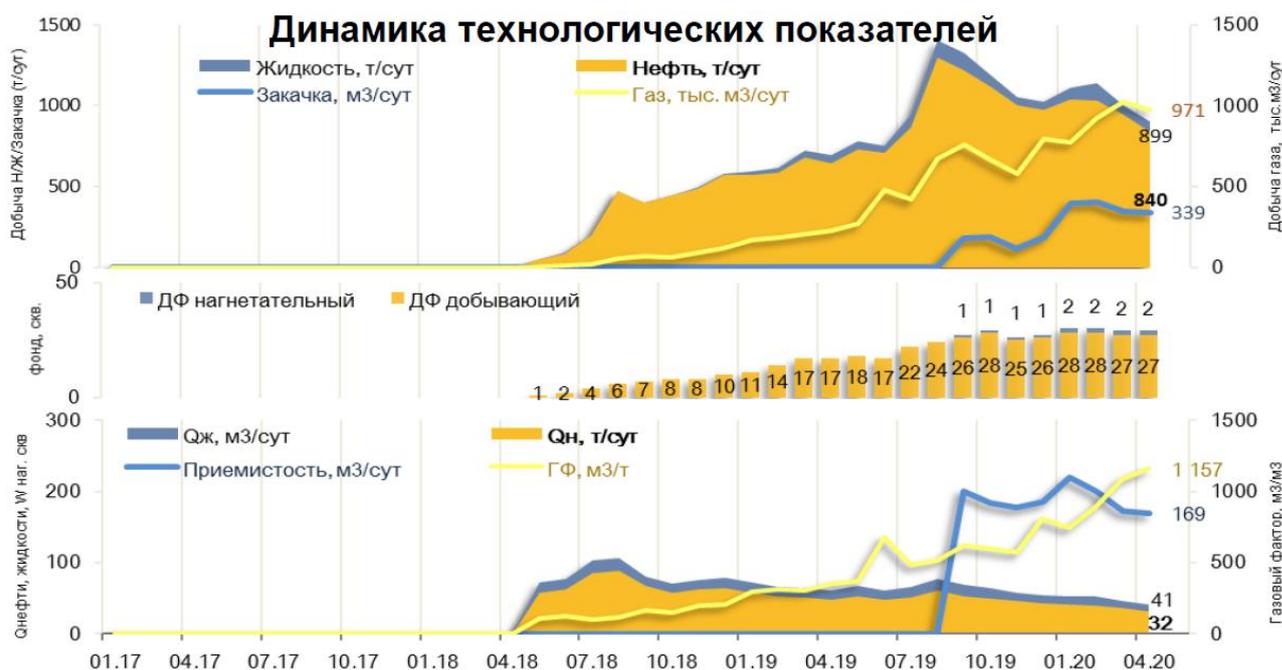


Рисунок 13 – Динамика технологических показателей разработки объекта Як-3

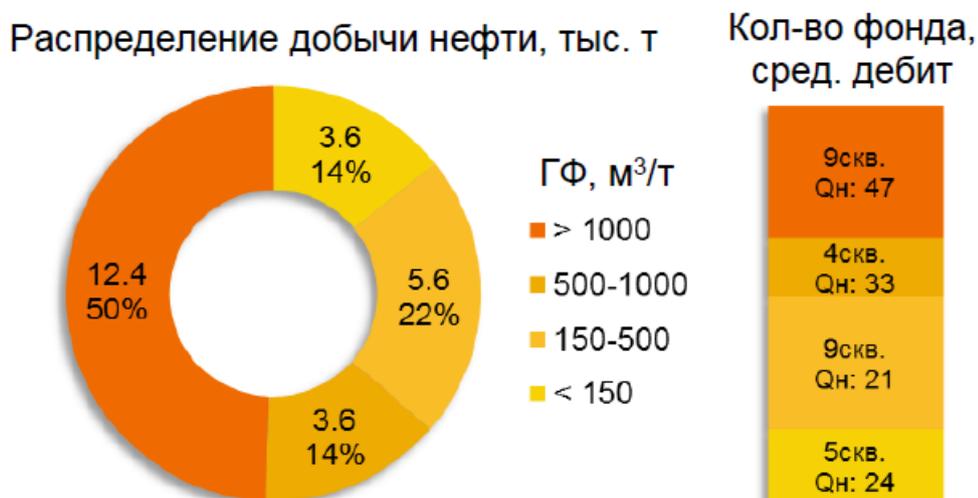


Рисунок 14 – Распределение фонда добывающих скважин по газовому фактору

Из рисунка 14 следует, что преобладающее количество добывающих скважин на объекте Як-3 эксплуатируется со значением газового фактора свыше 1000 м³/т. Оценка роста газового фактора на кустовых площадках, расположенных в рассматриваемом эксплуатационном объекте, представлена в разделе 2.1 данной работы.

Геологическая особенность месторождения «Х» заключается в том, что большая часть разрабатываемых пластов характеризуется наличием газовой шапки. По причине этого имеется ряд особенностей:

1) давление насыщения нефти равно начальному пластовому давлению на ГНК;

2) отбор глубинной пробы с применением любых типов глубинных пробоотборников связан с созданием депрессии на пласт, что вызывает частичное разгазирование пластовой нефти. Как следствие, практически невозможен отбор представительной глубинной пробы пластовой нефти;

3) для определения свойств пластовой нефти используются результаты исследований глубинных проб, давление насыщения по которым максимально близко к пластовому.

По отобранным глубинным пробам месторождения «Х» прослеживается связь между параметрами пластовой нефти. На рисунке 15 представлена зависимость газосодержания от давления насыщения, объёмного коэффициента и вязкости. Следует отметить, что вязкость пластовой нефти является одним из наименее точно определяемых экспериментально параметров. В целом тренд определить можно, но разброс достаточно велик.

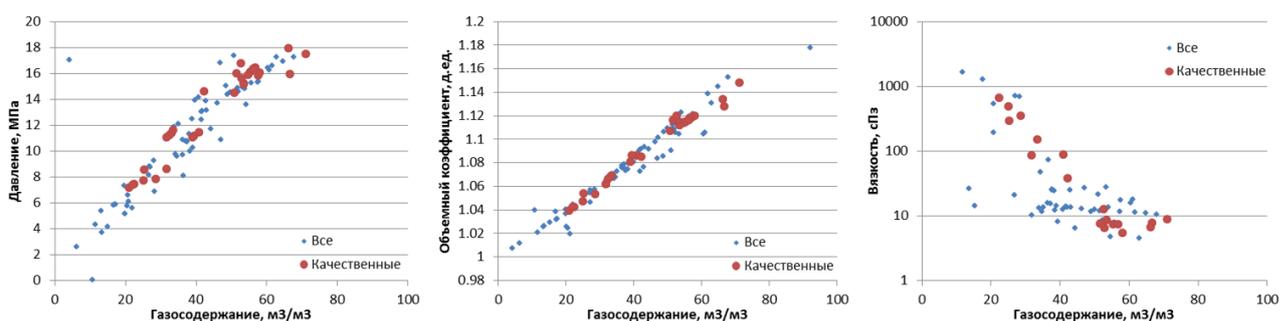


Рисунок 15 – Зависимость газосодержания от давления насыщения, объёмного коэффициента и вязкости

По основным объектам разработки месторождения «Х» (Як-2–Як-5) отобрано наибольшее количество проб, однако большинство из них некондиционные. Поскольку залежи данных пластов содержат газовую шапку, для построения PVT-модели выбирались наименее разгазированные

пробы. В таблице 5 представлены физико-химические свойства добываемого флюида по основным объектам разработки месторождения «Х».

Таблица 5 – Физико-химические свойства пластовых флюидов месторождения «Х»

Плост	Начальное пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м3/т	Плотность нефти, т/м3	Вязкость пластовой нефти, сПз	Пластовая температура, °С
Як-2	16,9	16,9	75,1	0,889	7,7	32
Як-3	17,2	17,2	75,1	0,887	7,7	32
Як-4	17,2	17,2	66,3	0,886	6,9	33
Як-5	17,3	17,3	68,2	0,883	7,22	33
ВЯк-16	15,8	8,6	33,8	0,913	85,5	29

В таблице представлены значения пластового давления эксплуатируемых объектов в начале разработки месторождения «Х». На 2020 год энергетическое состояние залежей идёт по тенденции снижения, ввиду не до конца введённой системы ППД. Значение пластового давления пласта Як-2 составляет 135 атм., что ниже начального на 20%. Так как система ППД находится на стадии формирования, необходимо усиление данной системы для стабилизации динамики падения пластового давления. Значение $R_{пл}$ продуктивного пласта Як-3 – 145атм., отклонение от начального значения составляет 16%. Покустовая система ППД реализована на Як-4, благодаря чему динамика пластового давления замедлилась. Среднее значение пластового давления составляет 100-125 атм., отклонение от начального значения – 35%. Текущее пластовое давление объекта Як-5 в зоне отборов составляет 150атм., что ниже начального на 13%.

2.2 Оценка роста газового фактора в условиях неоднородности на месторождении «Х»

При условии снижения давления в пласте, либо у забоя добывающей скважины, ниже давления насыщения происходит частичное разгазирование пластовой нефти, благодаря чему происходит увеличение значения газового фактора добываемой жидкости. Так как большая часть пластов месторождения «Х» характеризуется наличием газовой шапки давление насыщения нефти равно начальному пластовому давлению на газонефтяном контакте. В призабойной части пласта добывающих скважин, расположенных в районе ГНК, из-за существующей депрессии происходит разгазирование пластовой нефти и отмечается рост ГФ. Данные особенности учитываются при разработке месторождения и прогнозировании плановых показателей.

Ввиду проницаемостной неоднородности, технологических особенностей разработки, при эксплуатации объектов с наличием газовой шапки происходят такие осложнения, как конусообразование газа и прорыв его к забою нефтескважины. Появление таких осложнений сопровождается резким ростом ГФ, способным привести к нерентабельной добыче продукции.

2.2.1 Влияние параметров пласта и жидкости на процесс конусообразования газа в горизонтальных скважинах

По причине неоднородности профилей притока в горизонтальных скважинах, присутствующих в их стволе перепадов давления происходит преждевременный прорыв газа (или воды). Также, имеет место быть так называемому эффекту «heel-toe», обусловленному значительной разнице в депрессии на пласт в области входа горизонтального ствола в продуктивный пласт («пятка») и забоя горизонтальной скважины («носок»). Ввиду наличия данного эффекта происходит различие в удельной скорости потока между «пяткой» и «забоем» скважины.

Явление конусообразования негативно влияет на процесс разработки месторождения по причине того, что может произойти сокращение добычи нефти за счет ранних прорывов конуса газа (или воды) к перфорационным отверстиям добывающих скважин. Для предотвращения ранних прорывов интервал перфорации в вертикальных скважинах располагается выше уровня ВНК (для предотвращения прорывов воды) и, соответственно, ниже зоны ГНК для предотвращения прорывов газа. Недостатком данного метода является рост скорости притока и градиента давления, приводящих к увеличению вероятности конусообразования.

Максимально допустимым дебитом, который позволяет избежать явления конусообразования, называется критическим дебитом. Расчет параметров безгазового и безводного дебита оказывается малым, по причине чего не осуществляется рентабельная выработка запасов нефти. Из-за наличия такого негативного экономического эффекта эксплуатация добывающих скважин разрабатываемого месторождения, содержащего в продуктивных пластах подошвенную воду или газовую шапку, осуществляется со значениями дебита выше критических. Это приводит к интенсивному росту значения ГФ и обводнённости добываемой продукции. Применение горизонтальных скважин (ГС) имеет преимущество перед вертикальными скважинами в высоких значениях критического безгазового и безводного дебитов при разработке залежей с газовой шапкой и активной подошвенной водой.

На процесс конусообразования в горизонтальных скважинах влияют горизонтальная и вертикальная проницаемость, пористость, нефтенасыщенная мощность продуктивного пласта, вязкость нефти, длина горизонтального участка скважины, значение дебита нефти. Были установлены зависимости процесса конусообразования газа либо воды от изменения вышеперечисленных параметров. Одним из основных параметров, влияющих на процесс конусообразования, является значение горизонтальной проницаемости. Было установлено, что с ростом данного параметра

происходит увеличение безгазового и безводного дебита нефти, времени прорыва газа (воды) к забою добывающей скважины, оптимального размещения горизонтального участка скважины над ГНК либо ВНК.

Значение вертикальной проницаемости имеет меньше влияния на процесс конусообразования в ГС. Было выявлено, что при значении вертикальной проницаемости 15-80 мД происходит медленное уменьшение времени прорыва газа (воды) при увеличении вертикальной проницаемости. При значении вертикальной проницаемости 80-400 мД происходит рост времени прорыва газа либо воды. Безгазовый и безводный дебиты нефти увеличиваются при росте параметра пористости. Однако, увеличение данного параметра не влияет на время прорыва газа (воды).

Значение нефтенасыщенной толщины также имеет влияние на процесс конусообразования. С увеличением данного параметра происходит рост безгазового и безводных дебитов добываемой продукции, увеличение времени прорыва газа или воды и размещения горизонтального участка скважины над поверхностью раздела (ГНК или ВНК).

Увеличение вязкости пластовой нефти приводит к снижению критического дебита нефти и времени прорыва газа (воды). Также, снижается размещение горизонтального участка скважины над ГНК (ВНК).

К росту безгазового и безводного дебитов, времени прорыва газа (воды) к забою добывающей скважины и размещения ГС над ГНК либо ВНК способствует увеличение длина горизонтального участка скважины.

Большое влияние на процесс конусообразования имеет значение суммарного отбора добываемой жидкости. Рост данного параметра приводит к резкому снижению времени прорыва газа (воды). Однако, изменение данного параметра не влияет на величину безгазового (безводного) дебита скважины (рисунок 16).

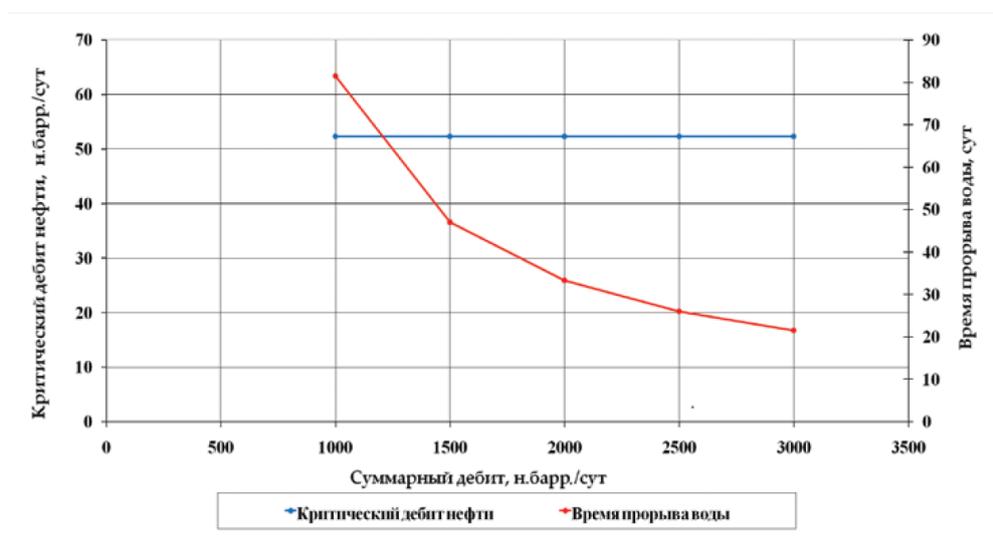


Рисунок 16 – Влияние суммарного дебита на процесс конусообразования газа

Перейдя к выводам, было выявлено, что проницаемостная неоднородность продуктивного пласта, пористость, различие в значениях нефтенасыщенных толщин, вязкости нефти, превышение дебитов выше критических ввиду цели быстрой добычи нефтепродукции добывающими компаниями – всё это влияет на ускоренный процесс конусообразования газа (воды) в горизонтальных скважинах.

2.2.2 Обоснование динамики повышения газового фактора в условиях неоднородности на месторождении «Х»

Для наглядного анализа причин роста газового фактора на месторождении «Х» были выбраны кустовые площадки (КП), эксплуатация которых производится в продуктивном пласте Як-3. Разработка данного объекта сопровождается очень высокими значениями ГФ, что приводит к низкой добыче нефти. Сравнения запусковых и текущих параметров по различным зонам насыщения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнительная таблица входных текущих параметров по зонам насыщения

Скв.	Зона нас.	Назн.	Способ экспл.	КП	Входные параметры (шахматка)							
					Текущие параметры (МЭР)							
					$Q_{ж}$ т/сут	$Q_{н}$ т/сут	Обв., %	$K_{пр.}$ м ³ /сут/атм	$Q_{г}$ м ³ /сут	ГФ м ³ /т	$P_{заб}$ атм	$P_{пл}$ атм
1	ГНЗ	Наг	ЭЦН	12	89	87	2	4.2	1572	18	142	166
					55	54	1.4	1.1	7249	134	113	167
2		Доб	ЭЦН	12	94	88	6	5.1	6595	75	146	166

					63	62	1.3	1.9	4517	73	126	163
3		Доб	ЭЦН	12	255	235	7	14.7	9535	41	147	166
					68	67	1.3	4.6	84844	1257	147	164
4		Наг	ЭЦН	12	48	48	1	1.3	3577	75	126	167
					42	38	10.2	3.1	107877	2867	155	170
5		Наг	ЭЦН	12	218	209	4	10.3	15673	75	146	170
					68	68	1.3	2	64879	961	119	158
6		Доб	ФОН	12	45	45	1	2.3	2204	49	150	170
					138	136	1.4	5	89236	654	135	166
7		Наг	ФОН	12	105	104	1	4.9	6141	59	149	170
					64	63	1.4	1.5	215493	3415	118	165
8		Наг	ФОН	12	123	107	11	6.1	6362	59	150	170
					206	204	1.3	18.6	61369	302	153	165
9		Наг	ФОН	12	112	110	1	2.9	9923	90	132	170
					57	57	1.3	9.5	46075	814	158	165
10		Наг	ФОН	12	110	96	12	2.7	5739	60	129	170
					84	83	1.3	2.4	99764	1209	131	170
11		Доб	ЭЦН	9	146	143	3	2.8	10552	74	114	166
					131	126	4.1	5.3	9298	74	114	166
12		Доб	ЭЦН	9	140	135	5	5.7	7719	57	143	168
					124	118	4.3	2.4	7113	60	143	168
Средний показатель по зоне насыщения					124	117	5	5	7133	61	140	168
					92	90	3	5	66476	985	134	166
13		Наг	ФОН	9	152	150	1	11.7	9597	64	157	170
					92	90	1.9	1.5	21955	243	96	166
14		Доб	ЭЦН	12	139	115	7	0	19757	172	120	170
					48	47	2.4	0.6	5559	119	82	165
15		Наг	ЭЦН	9	497	421	5	4	39965	95	132	170
					203	197	2.7	2.9	46793	237	86	166
16		Наг	ЭЦН	9	134	123	8	3.6	5902	48	129	170
					86	85	1	2	5567	65	105	167
Средний показатель по зоне насыщения					231	202	5	5	18805	95	135	170
					107	105	2	2	19969	166	92	166
17	ВНЗ	Наг	ЭЦН	12	226	221	2	5.1	12813	58	120	170
					77	76	1.3	2.6	10276	135	137	170
18	ГНВЗ	Наг	ЭЦН	12	195	193	1	8.3	6028	31	139	166
					125	123	1.3	3.6	46609	379	120	159
Средний показатель по зоне насыщения					157	146	4	5	9981	67	137	169
					96	94	2	4	51915	722	124	166

На кустовых площадках №9 и №12 запущено 18 скважин в эксплуатацию. Скважины с нагнетательным назначением в данный момент находятся в отработке на нефть. При сравнении результатов входных и текущих параметров отмечается рост газового фактора по всем зонам

насыщения, максимальный рост наблюдается в газонефтяной зоне. В совокупности, показатели пластового давления подтверждают хорошее энергетическое состояние пласта и косвенно это свидетельствует о том, что разгазирования в продуктивном пласте происходить не должно.

Динамика дебита нефти, жидкости и газа кустовых площадок №9 и №12 представлена на рисунке 17. Рост дебита жидкости весной 2020 года обусловлен подключением кустовых площадок к мобильной установке подготовки нефти. Однако в дальнейшем наблюдается снижение показателей добычи ввиду резкого увеличения ГФ. Фактическое значение газового фактора вдвое превышает плановый показатель ГФ.

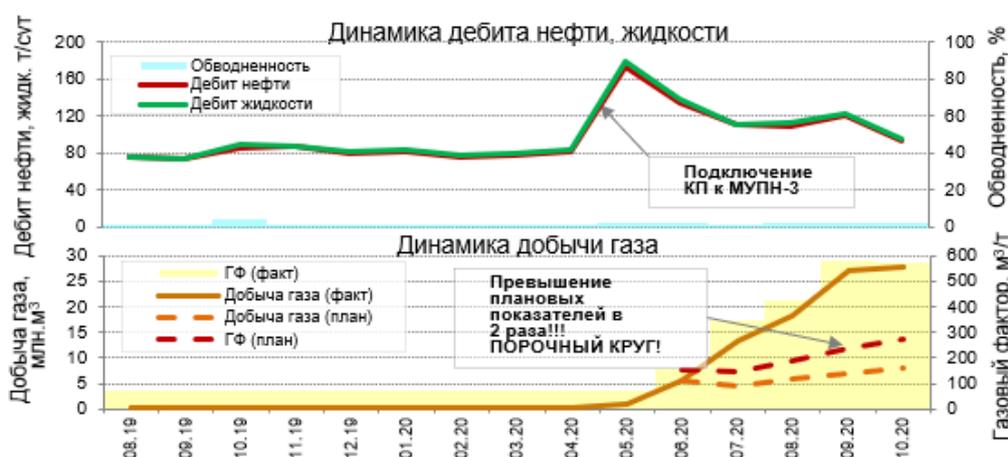


Рисунок 17 – Динамика дебита нефти, жидкости и газа кустовых площадок №9 и №12

Район кустовых площадок №9 и №12 представлен только продуктивным пластом Як-3. Разработка осуществляется на естественном режиме. Данные КП обеспечивают 37% текущей добычи.

Средние показатели эксплуатации по зонам насыщения были занесены в графики зависимости этих показателей от времени эксплуатации в месяцах и представлены на рисунке 18.

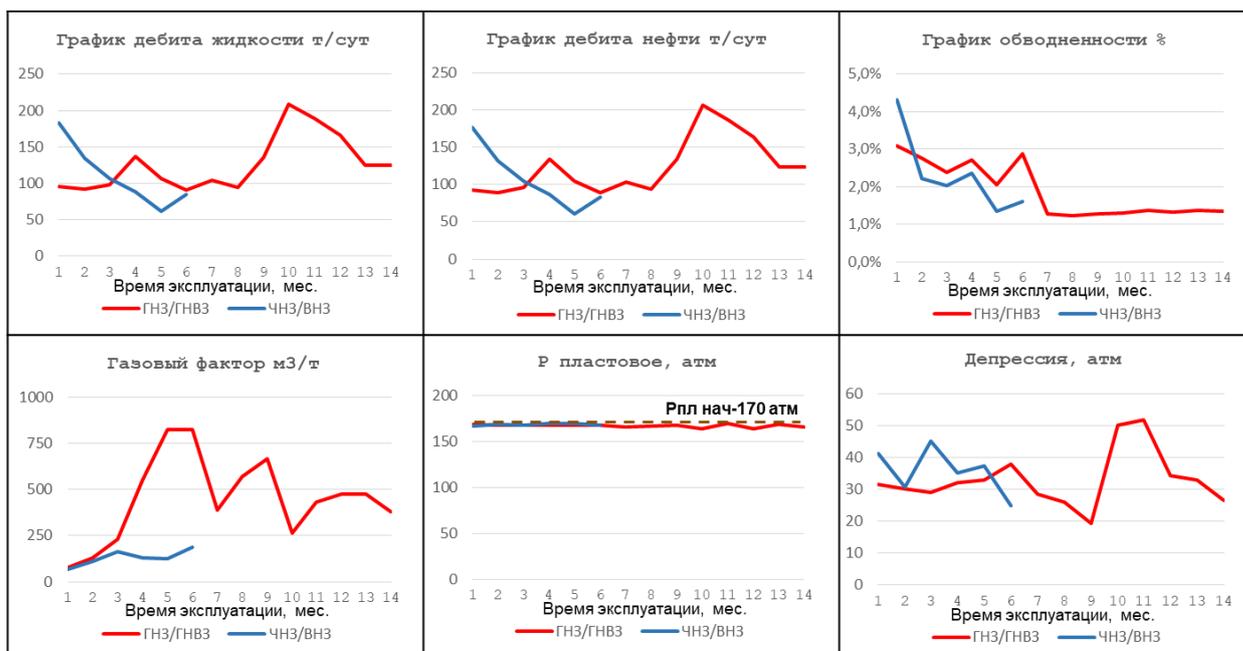


Рисунок 18 – Средние показатели эксплуатации по зонам насыщения

Анализ рисунка показывает, что с течением времени эксплуатации графики визуально подтверждают рост газового фактора, зафиксированного в основном в зонах ГНЗ и ГНВЗ. Резкий рост депрессии и дебита по жидкости и нефти обусловлен из-за скважины 18 КП№12, расположенной в газонефтеводяной зоне.

Для более приближенной оценки природы увеличения объема поступления газа в ствол скважины были проанализированы данные ГФ по скважине с течением времени работы с использованием метода Чена.

Ченом был разработан и апробирован новый метод определения механизмов образования резкой добычи воды либо газа, происходящей в добывающих скважинах [14].

График Чена указывает на направленность поступления газа (либо воды) при построении кривых накопленного газового фактора cumGOR_n (накопленной обводнённости - cumWOR_n) и производной накопленного газового фактора cumGOR' (производной накопленной обводнённости - cumWOR') от времени эксплуатации скважины. Методика позволяет по форме кривой установить, что стало причиной роста ГФ: конусообразование

или прорыв. Данный метод не позволяет выявить заколонную (затрубную) циркуляцию.

Значение накопленного газового фактора по нефти определяется по формуле:

$$Q_{г.нак.} = \frac{Q_{гn} + Q_{гn-1}}{Q_{нn} + Q_{нn-1}} \quad (1)$$

Дебит нефти рассчитывается из значения дебита жидкости:

$$Q_{н.} = Q_{ж} - \frac{Q_{ж} \cdot \text{обв}\%}{100} \quad (2)$$

Вставив выражение (2) в выражение (1), получим выражение для расчета накопленного газового фактора по добываемой жидкости:

$$Q_{г.накn}(cumGOR_n) = \frac{Q_{гn} + Q_{гn-1}}{(Q_{жn} - \frac{Q_{жn} \cdot \text{обв}\%}{100}) + (Q_{жn-1} - \frac{Q_{жn-1} \cdot \text{обв}\%}{100})} \quad (3)$$

Производная накопленного газового фактора рассчитывается по формуле:

$$Q'_{г.нак.}(cumGOR') = cumGOR_n - cumGOR_{n-1} \quad (4)$$

Для данного метода были произведены расчеты в соответствии с вышперечисленными формулами по данным эксплуатации скважин с различными ситуациями. Результаты метода Чена будут приведены и пояснены далее в каждом конкретном случае.

Скважина 3, расположенная на кустовой площадке №12 (в зоне ГНЗ) характеризуется неизменной депрессией и ростом значения газового фактора. Следовательно, есть три предполагаемые причины (рисунок 20):

1. конусообразование газа – предлагается проведение промыслово-геофизических исследований (ПГИ) для определения участка притока газа;
2. заколонные перетоки -предлагается проведение термометрии с целью определения интервала перетока;

3. негерметичность эксплуатационной колонны – предлагается проведение промыслово-геофизических исследований для определения интервала негерметичности.

Рассчитанная кривая по графику Чена указывает на более вероятное конусообразование (рисунок 19).

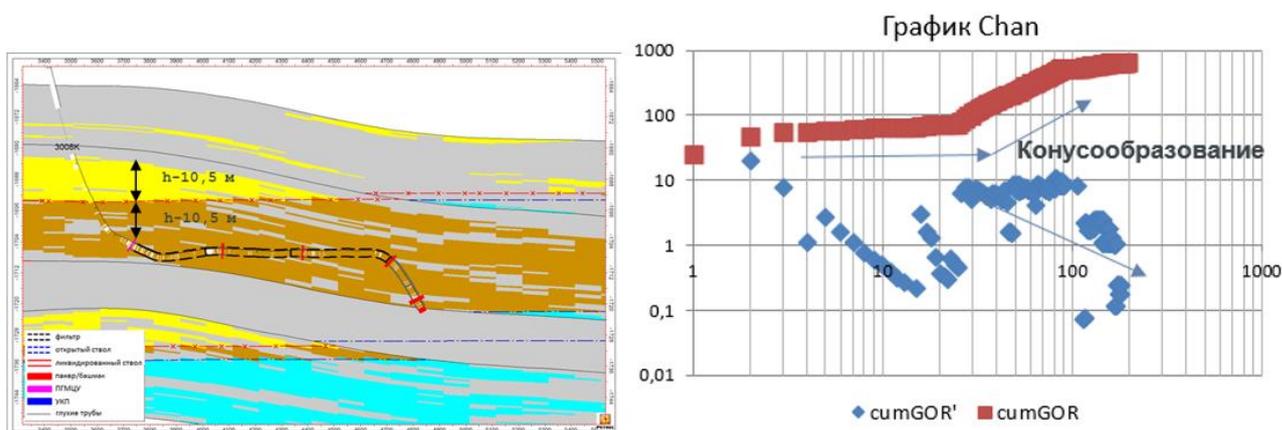


Рисунок 19 – Разрез скважины №3 и рассчитанный график Чена

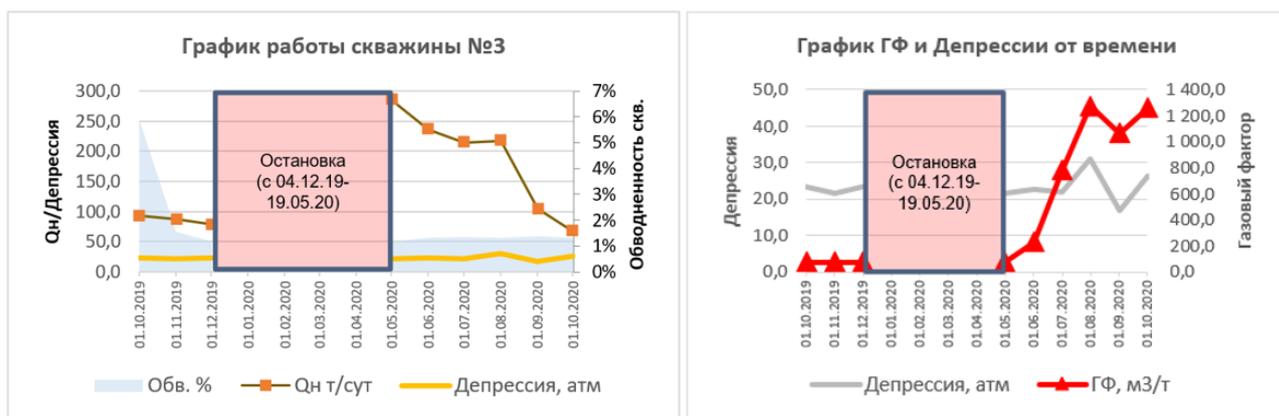


Рисунок 20 – Графики эксплуатационных показателей скважины №3

У скважины №7 КП 12 отмечен рост газового фактора, в связи с чем произвели смену способа эксплуатации на фонтанирование по затрубному пространству (ФПЗ). Кривая по графику Чена (рисунок 21) диагностируется как конусообразование газа. Рекомендуется проведение ПГИ для определения газопритока.

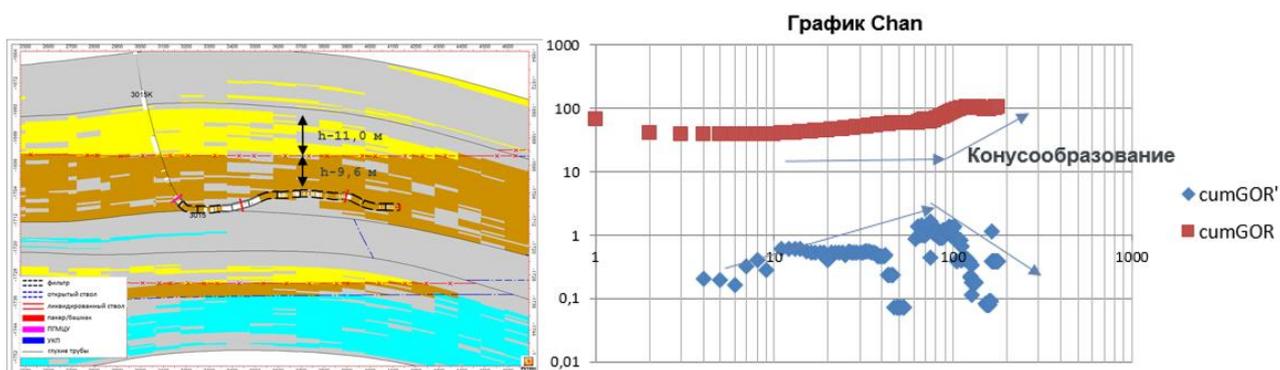


Рисунок 21 – Разрез скважины №7 и рассчитанный график Чена

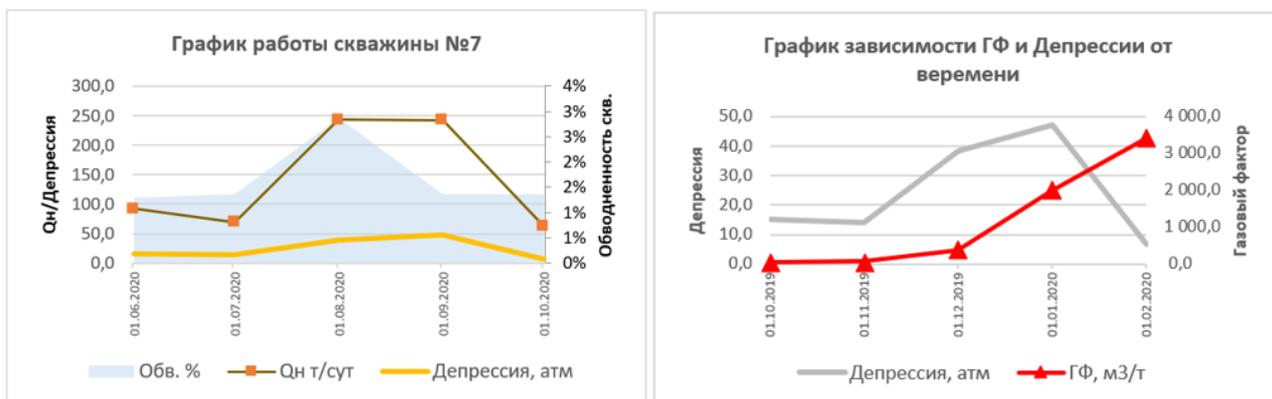


Рисунок 22 – Графики эксплуатационных показателей скважины №7

На скважине №5 кустовой площадки №12 наблюдается увеличение депрессии на продуктивный пласт, в связи с чем происходит увеличение значения ГФ (рисунок 24). График Чена больше напоминает кривую при подтягивании конуса газа (рисунок 23). Рекомендуется повысить забойное давление и произвести постоянный мониторинг за показаниями газового фактора.

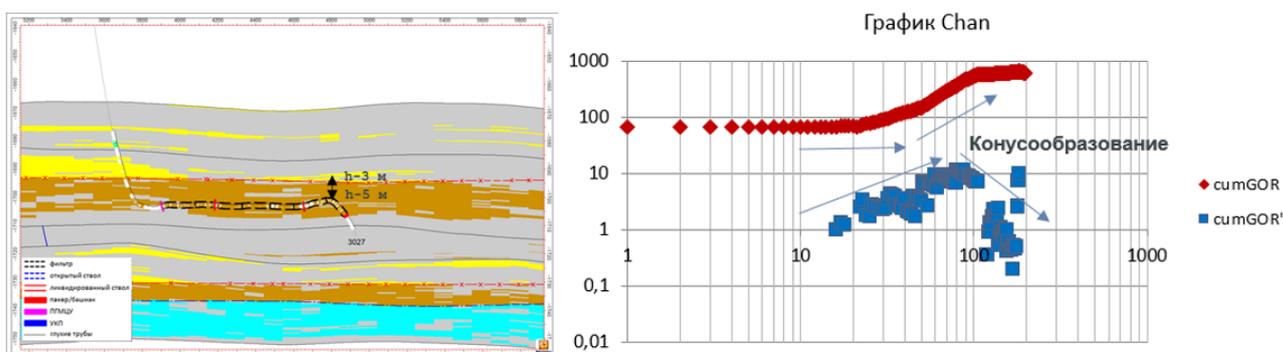


Рисунок 23 – Разрез скважины №5 и рассчитанный график Чена

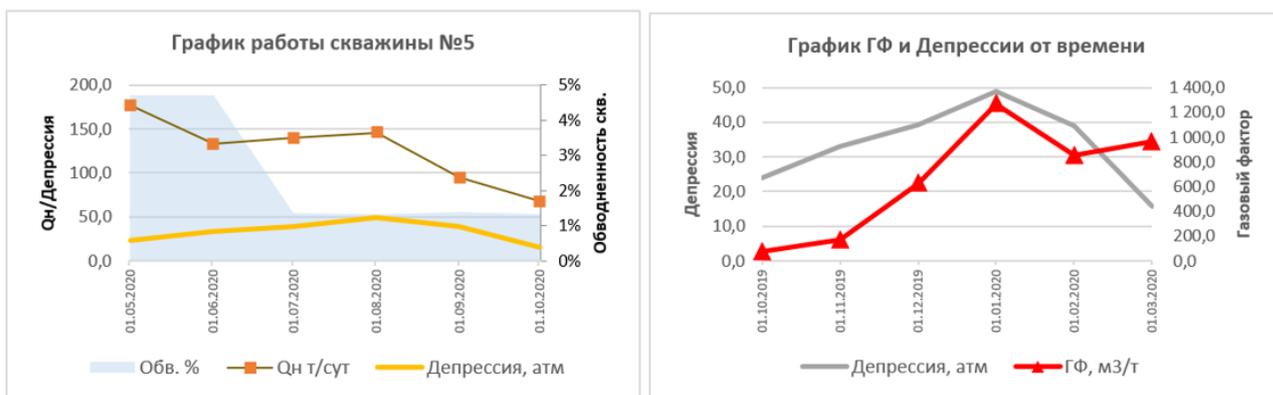


Рисунок 24 – Графики эксплуатационных показателей скважины №5

Ситуация у скважины №9 КП12 следующая: наблюдается рост значения ГФ при падении депрессии. Рост дебита в сентябре 2020г. связан с переходом с фонтанного способа эксплуатации на ЭЦН, однако с октября произведена смена способа эксплуатации на фонтанирование по затрубному пространству с потерей в дебите нефти (рисунок 26). Вторая часть горизонтального ствола скважина расположена близко к ГНК (около 5м), также в этой области наблюдается значительное превышение газонасыщенной зоны над нефтенасыщенной. Полученный график Чена по данной скважине диагностируется как кривая при прорыве газа (рисунок 25). Предлагается проведение промыслово-геофизических исследований для определения (подтверждения) интервала газопитока, а также отсечение носочной части, приближённой к ГНК, с учётом экономической эффективности добычи оставшегося вовлеченного интервала.

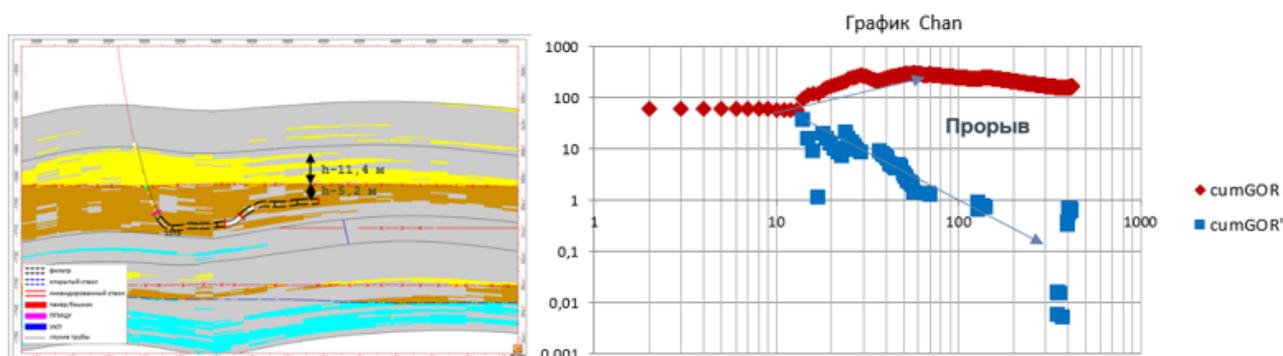


Рисунок 25 – Разрез скважины №9 и рассчитанный график Чена

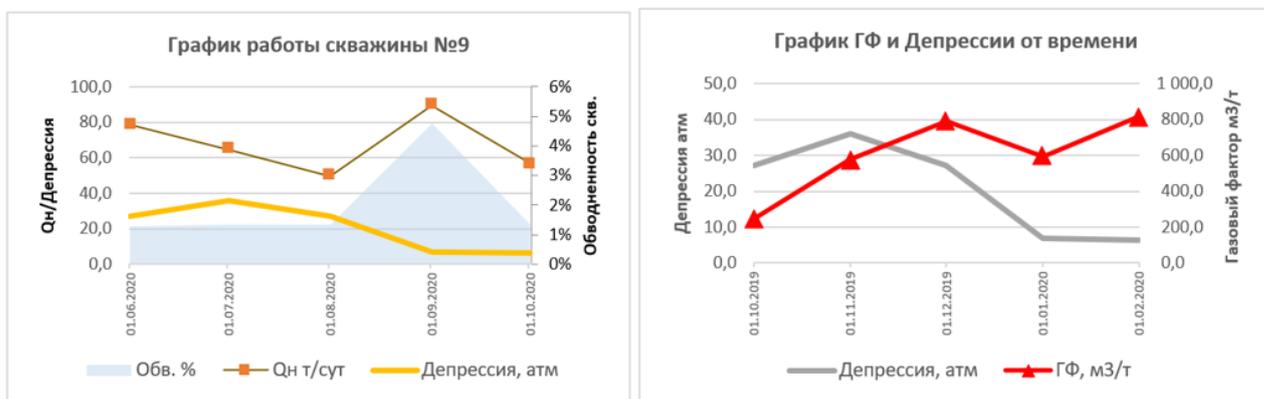


Рисунок 26 – Графики эксплуатационных показателей скважины №9

Скважина №10 КП12 работает фонтанным способом, при увеличении депрессии происходит рост значения газового фактора (рисунок 28). Но также горизонтальная часть данной скважины расположена более 9м от газонефтяного контакта, при этом газовая шапка около 2,2м мощностью (достаточно небольшая). Газонасыщенная часть перебита плотными породами, это говорит о том, что даже в таком перебитом пласте существуют высокопроницаемые каналы, по которым возможен прорыв газа. Наглядное подтверждение этому – увеличение газового фактора. Еще одной предпосылкой роста ГФ является наличие негерметичности эксплуатационной колонны в интервале вышележащего газонасыщенного в данной области пласта Як-2, либо в интервале газовой шапки продуктивного пласта Як-3. По графику Чена в данной скважине тяжело определить природу увеличения ГФ (рисунок 27).

Рекомендуется проведение ПГИ в скважине для определения интервала газопитока.

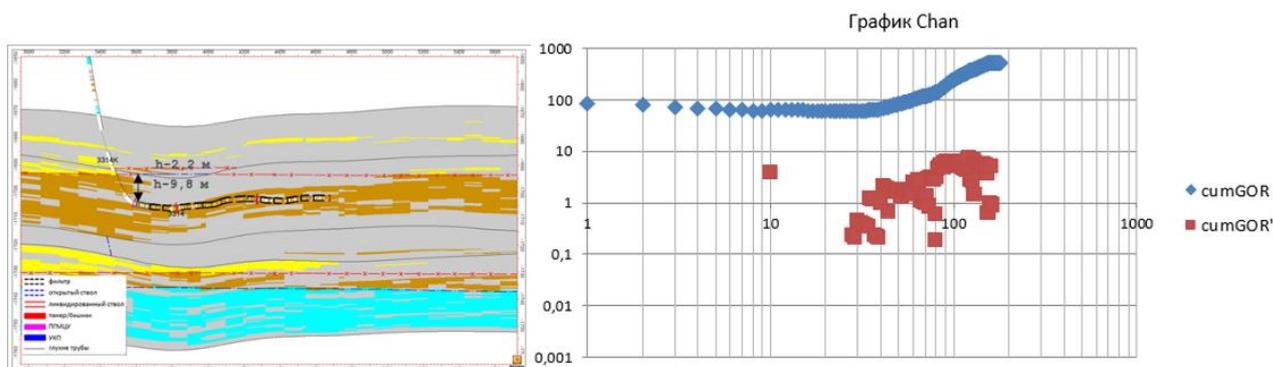


Рисунок 27 – Разрез скважины №10 и рассчитанный график Чена

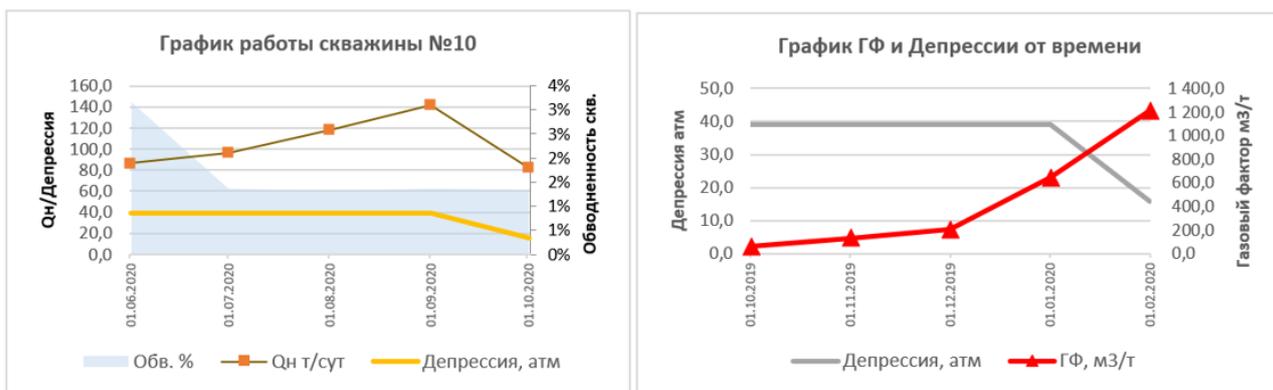


Рисунок 28 – Графики эксплуатационных показателей скважины №10

В скважине №4, также расположенной на кустовой площадке №12 (зона ГНК), отмечается рост значения газового фактора со снижением дебита по нефти, что связано с близким расположением горизонтальной части ствола к газонефтяному контакту (около 1м). Данное расположение является небезопасным (рисунок 29). По графику Чена тяжело определить причину увеличения ГФ, но по геологическим особенностям более вероятной причиной роста ГФ является подтягивание конуса газа ввиду близости носочной части горизонтального ствола к ГНК. В данном случае предлагается проведение зарезки бокового ствола в данную зону пласта с использованием в компоновке заканчивания устройства контроля притока и проводкой ствола скважины на нижних отметках нефтенасыщенного коллектора.

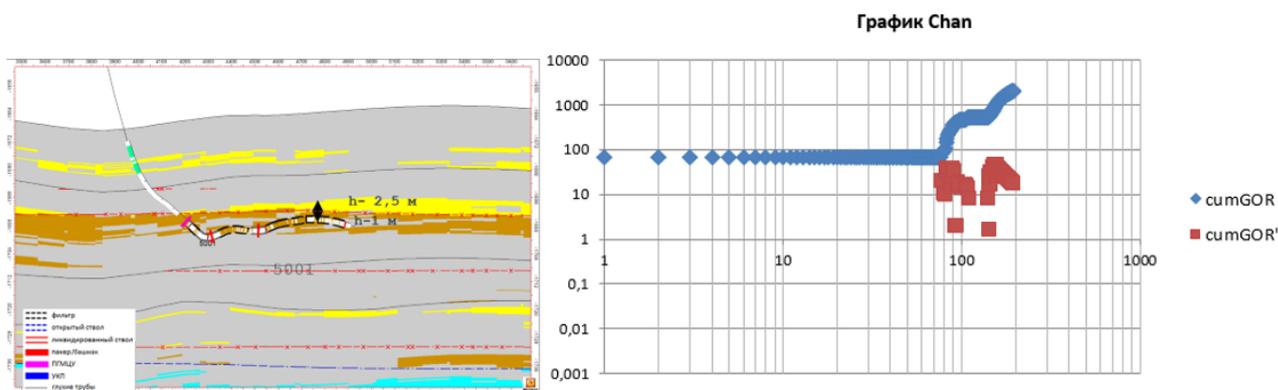


Рисунок 29 – Разрез скважина №4 и рассчитанный график Чена

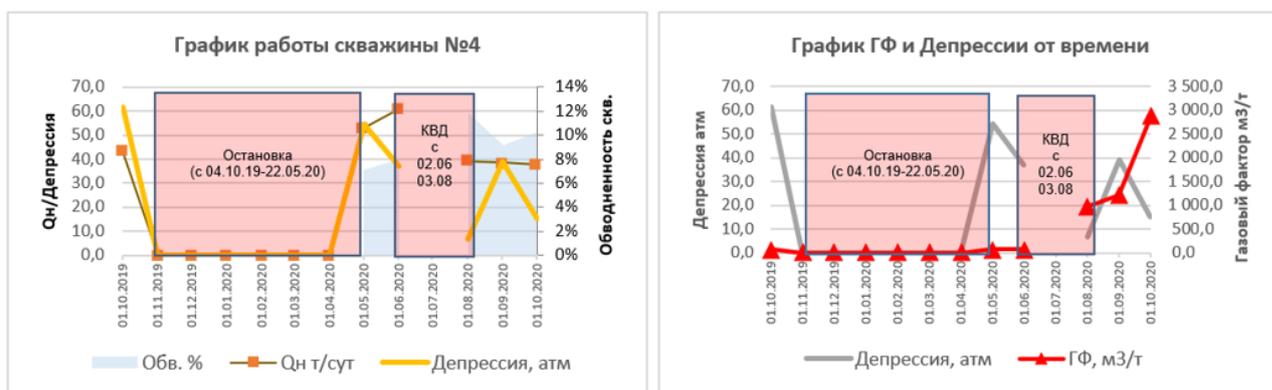


Рисунок 30 – Графики эксплуатационных показателей скважины №4

По полученным графикам Чена добывающих скважин кустовых площадок №9 и №12 было выявлено, что причиной резкого роста газового фактора является прорыв газа по высокопроницаемым участкам продуктивного пласта ввиду близкой расположенности горизонтального участка скважин к зоне ГНК и образование конусообразования газа.

Во избежание появления таких ситуаций необходим мониторинг пластового и забойного давлений. К заблаговременному решению относится работа на щадящей депрессии, то есть подбор такого оптимального значения, благодаря которому уменьшается вероятность подтягивания границы ГНК к забою нефтедобывающей скважины. В случае резкого роста ГФ производят снижение депрессии с помощью увеличения значения забойного давления. Данное действие выполняют путём изменения расходно-напорных характеристик электроцентробежных насосов. Естественно, это приводит к снижению показателей добычи нефти, но с экономической целесообразности представленное решение будет эффективнее, чем допустить остановку насоса по причине его перегрева, либо «потерю» скважины.

2.3 Технологические мероприятия по борьбе с высоким газовым фактором

В случае выделения свободного газа из добываемой продукции, в результате разгазирования её в призабойной зоне ПП, выше рекомендуемого значения для электроцентробежных насосов (до 25% содержания свободного газа у входного модуля) образуются негативные последствия для

эксплуатации погружного оборудования. К основным осложнениям относятся:

- перегрев насоса – ввиду низкого значения теплоёмкости газа;
- часто приводящие срывы подачи, в результате которых происходит общее снижение добычи нефти.

Данный тип насосов применяется уже повсеместно, и для повышения эффективности этого погружного оборудования применяют следующие технологии:

- 1) использование предвключенных устройств (диспергаторов, газостабилизаторов, сепараторов, мультифазных насосов);
- 2) использование мультифазных насосов;
- 3) применение насосов, включающих в себя ступени различной подачи – «конические» насосы;
- 4) внедрение в секции электроцентробежных насосов ступеней специальных конструкций.

Интересной технологией в плане повышения общего коэффициента полезного действия (КПД) за счет газлифт-эффекта является использование насосно-эжекторных установок.

2.3.1 Использование предвключенных устройств и мультифазного насоса

Разделение газожидкостной смеси (ГЖС) на нефть и газ в газосепараторах происходит в результате центробежных сил. Шнеком ГЖС подаётся в сепарационную камеру и под действием данных сил отсепарированный от жидкости газ выделяется в затрубное пространство, а отсепарированная продукция идёт вверх в секции центробежного насоса.

Измельчение газовых включений в газожидкостной смеси для получения однородной смеси – на таком принципе работы основан диспергатор. Ввиду сложившихся трудностей при добыче нефти с высоким содержанием свободного газа (значение газосодержания пластовой нефти настолько высоко, что сепараторы не обеспечивают полную сепарацию газа

от ГЖС) был изготовлен газосепаратор-диспергатор. Принцип работы данного устройства основан на объединении особенностей работ газосепаратора и диспергатора: происходит сепарация газожидкостной смеси с выбросом газа в затрубное пространство скважины, далее отсепарированная жидкость поступает в диспергирующие ступени для образования более однородной продукции. Стоит отметить, что получение однородной смеси в диспергаторах или газосепараторах-диспергаторах способствует снижению вибрационных воздействий и пульсаций ЭЦН.

Работа газостабилизатора основана на гомогенизировании газожидкостной смеси, благодаря чему снижается вероятность образования неподвижных газовых пробок в секциях центробежного насоса. Процесс измельчения газовых включений осуществляется с помощью напорно-диспергирующих и диспергирующих ступеней.

Усовершенствование предвключенных устройств не стоит на месте, Так, если раньше газосепаратор обеспечивал стабильную работу электроцентробежного насоса при содержании свободного газа до 55%, то на сегодняшний день усовершенствованные газосепараторы, разработанные компаний «Новомет» обеспечивают устойчивую работу насоса при содержании свободного газа до 85%. Третье поколение газосепараторов с геликоидальным шнеком устойчиво к гидроабразивному износу, который мог привести к прорезанию корпуса газосепаратора ранних версий.

Принцип работы мультифазного насоса (МФОН) основан на повышении давления у входного модуля центробежного насоса, благодаря чему осуществляется стабильная работа насоса путём сниженных воздействий вибрации и пульсации. Данное устройство диспергирует и прокачивает добываемую продукцию через ЭЦН, благодаря чему разрыв сплошности потока не нарушается. В таблице 7 представлены вышеперечисленные устройства со значением содержания свободного газа, при котором обеспечивается устойчивая работа погружного оборудования.

Таблица 7 – Оборудования, применяемые при высоком значении газосодержания добываемой продукции

Используемое оборудование	Особенности работы
Газостабилизатор	1. Гомогенизирование ГЖС до однородной жидкости; 2. Значение свободного газа – до 50%
Газосепаратор-диспергатор	1. Объединение принципов работ газосепаратора и диспергатора – сепарация ГЖС и дальнейшее диспергирование; 2. Значение свободного газа – до 75%
Мультифазный осевой насос	1. Диспергирование и прокачивание ГЖС через УЭЦН, повышение давления для стабильной работы насоса; 2. Значение свободного газа – до 75%
Энергоэффективный газосепаратор с геликоидальным шнеком 3 поколения	1. Высокий гидроабразивный износ; 2. Низкое значение электропотребления в сравнении с газосепараторами прошлых поколений; 3. Улучшенная сепарационная характеристика; 4. Значение свободного газа – до 85%

В таблице 8 приведено сопоставление двух устройств, используемых в компоновке УЭЦН при высоком значении содержания свободного газа – газосепаратора и мультифазного насоса. Преимущество мультифазного осевого насоса состоит в том, что МФОН можно применять в горизонтальных скважинах, тогда как расположение газосепаратора в ГС затруднительно. Также, газосепаратор не может быть установлен в подпакерном пространстве ввиду сброса отсепарированного газа в затрубное пространство, что может привести к отеснению динамического уровня до приёма ЭЦН. В скважинах с пакером мультифазный насос имеет преимущество.

Таблица 8 – Сопоставление газосепаратора с мультифазным насосом

	Газосепаратор	Мультифазный осевой насос
Содержание свободного	До 85%	До 75%

газа		
Номинальная подача, м ³ /сут	100 – 1000 м ³ /сут	125 – 1600 м ³ /сут
Принцип работы	Разделение газожидкостной смеси в результате действия центробежных сил со сбросом газа в затрубное пространство	Диспергирование и прокачивание ГЖС через УЭЦН, повышение давления для стабильной работы насоса
Ограничение при использовании	1. Пакер 2. Горизонтальные скважины	-
Дополнительные преимущества	Высокая надёжность УЭЦН	1. Высокая надёжность УЭЦН 2. Повышение КПД и напора за счет газлифт-эффекта

2.3.2 Применение «конических» насосов

В условиях высокого газосодержания также применяются «конические насосы». Основное отличие их от УЭЦН состоит в наличии пакета ступеней, обеспечивающих различные подачи. Снизу, у входного участка «конического» насоса располагаются ступени с большой номинальной подачей, выше – ступени с меньшей номинальной подачей (рисунок 31). Особенность такой конструкции у «конического» насоса позволяет ему добывать ГЖС с наибольшим значением газосодержания ввиду наличия в нижней части ступеней большей производительности. «Конический» насос работает устойчиво и стабильно при допустимом значении газосодержания на входе насоса до 40%.

Преимущества применения данного насоса в сравнении со стандартной компоновкой УЭЦН:

1) меньшая потребляемая мощность, а вследствие этого снижение температуры погружного электродвигателя и кабельной линии;

2) использование полезной работы за счет расширения газа в добываемой ГЖС в сравнении с УЭЦН, оборудованным газосепаратором;

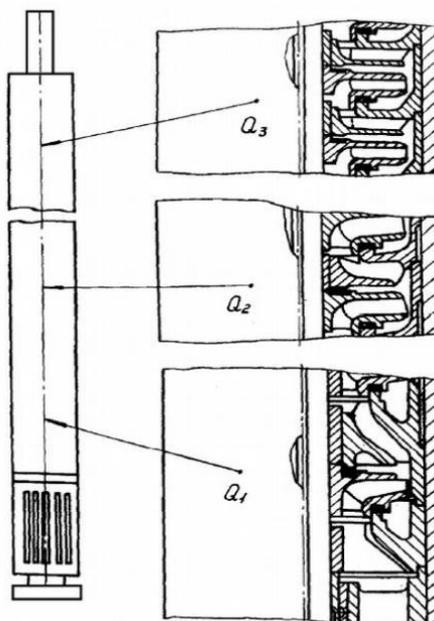


Рисунок 31 – Схема «конического» насоса

2.3.3 Использование УЭЦН, оборудованных усовершенствованными ступенями для добычи нефти

Разработаны два типа ступеней, позволяющие добывать продукцию с высоким значением газосодержания: центробежно-осевые и центробежно-вихревые. Усовершенствованные конструкции импеллеров данных ступеней по сравнению с центробежным импеллером позволяют эксплуатировать центробежный насос без предвключенных устройств при значении газосодержания на входе насоса до 35%.



а)



б)

Рисунок 32 – Импеллеры ступеней ЭЦН: а) центробежно-вихревой; б) – центробежный

На рисунке 33 представлены компоновки центробежных насосов, включающих вышеперечисленные устройства, для устойчивой работы в условиях высокого содержания свободного газа.



Рисунок 33 – Комплектации установок для работы с высоким газовым фактором

2.3.4 Заканчивание скважин устройствами контроля притока

Инженерами компании «ВОРМХОЛС» было разработано устройство, предназначенное для выравнивания профиля притока или закачки – устройство контроля притока (рисунок 34), представляющее собой противопесчаный проволочный фильтр и камеру. Камера устройства контроля притока (УКП) содержит сеть каналов для протока добываемой жидкости.



Рисунок 34 – Устройство контроля притока

Многочратное изменение направления жидкости (ускорение, торможение, слияние, разделение), осуществляемое в камере УКП, позволяет увеличить гидравлическое сопротивление добываемому потоку.

Настройка устройств контроля притока обязательно осуществляется в зависимости от фильтрационных свойств, которые определяются путём

геолого-гидродинамического моделирования, однако это может привести к определённым рискам ввиду человеческого фактора (неверная интерпретация данных ГИС, возможные ошибки в геологической модели). С течением времени, при разработке залежей, имеющих контактные запасы, к негативным последствиям может привести изменение характера притока, и, как следствие, ранние прорыва газа либо воды к забою скважины. Опыт внедрения устройств контроля притока показывает, что данные устройства лишь увеличивают время до прорыва газа на неопределенный период.

Для решения поставленной проблемы была разработана Адаптивная Система Регулирования Притока (АСРП). Особенность системы состоит в том, что она способна самонастраиваться в зависимости от фазового состава флюида, его скорости и давления.

АСРП состоит из набора дроссельных колец и двухпозиционных клапанов, расположенных между ними. Дроссельные кольца предназначены для создания сопротивления потоку. Принцип работы системы заключается в следующем: в случае превышения заданного расхода первый клапан секции закрывается, поток флюида проходит через набор дроссельных колец, что способствует снижению рабочей депрессии на продуктивный интервал по причине увеличения потерь давления в этой секции. В случае, если приток достаточно интенсивен, то закрывается второй по последовательности клапан и происходит уменьшение депрессии до необходимого уровня.

Вне зависимости от перепада давления представленная система регулирования притока позволяет ограничивать максимальный расход через каждый фильтр на определенном уровне.

Такая система рекомендуется при заканчивании горизонтальных скважин в залежах, имеющих контактные запасы, так как обеспечивается более стабильная работа скважины в случае прорыва газа путём его ограничения без существенного увеличения значения газового фактора.

2.3.5 Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах

На сегодняшний день, при эксплуатации залежей, имеющих контактные запасы (газовую шапку либо подошвенную воду) используются два метода разработки. Первый метод разработки основан на добыче нефти без дополнительной системы сбора, подготовки и транспортировки газа. При втором методе имеется данная система, благодаря которой, соответственно, при эксплуатации добывают нефть и газ. При такой разработке происходит совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки.

В условиях рассматриваемой проблемы, актуальным является первый метод разработки, в котором резкий прорыв газа приводит к неблагоприятным последствиям для добычи нефти. При таких осложнённых условиях обычно применяют технологии, направленные на ограничение конусообразования газа: использование устройств контроля притока, благодаря которым можно контролировать депрессию в процессе эксплуатации и методы, повышающие фильтрационное сопротивление продуктивного пласта.

Повышение фильтрационного сопротивления ПП осуществляется путём формирования на границе «газ-нефть» изолирующих экранов.

Методы изоляции газопритока, классифицируемые по типу используемого изоляционного материала представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Методы изоляции притока газа к добывающим скважинам

№ п/п	Используемый изоляционный материал	Особенность метода
1	Образующие кристаллогидраты в газовом пласте	1. Закачка воды в необходимом объёме (не менее 2-х объёмов экрана) 2. Путём создания депрессии на пласт образуются кристаллогидраты
2	Раствор с содержанием хлоридов	1. Закачка данного раствора 2. Снижение давления в

	щелочных/щелочноземельных металлов	газонасыщенной зоне до давления испарения водяной фазы – выпадение солей с образованием экрана
3	Углеводородный конденсат и водный раствор ПАВ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Закачка в газовую часть ПП нефти (конденсата) и водного раствора с содержанием поверхностно-активных веществ. 2. Закачку производят периодически через специальные отверстия, которые распределены с увеличением плотности отверстий перфорации при приближении к ГНК
4	Пенообразующий агент	<ol style="list-style-type: none"> 1. Закачку рекомендуется производить несколько раз. 2. Глубина проникновения пены – от 7,5 до 30м от призабойной зоны скважины. Объем раствора – 1/3-1/4 объема пор, заполненных пеной
5	Растворимое в нефти кремнийсодержащее соединение	<ol style="list-style-type: none"> 1. Закачка в верхнюю часть ПП бензолрастворимого кремнийорганического сополимера (0,5-3% об. концентрации в нефти) 2. Нагнетание в верхнюю часть ПП газа после закачки. В нижнюю часть – закачка нефти (без смолистых веществ)
6	Применение асфальтосмолистых веществ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Закачка асфальтосмолистых веществ (23% концентрация). 2. Растворители: ароматические углеводороды, пластовая нефть, тетрахлорметан

Применение первого метода малоэффективно, так как эффект от применения закачки воды составляет порядка 1-2 месяцев и имеется

возможность прорыва газа сразу же при освоении добывающей скважины. Из достоинств: дешевизна метода, простота.

При использовании метода с пенообразующими агентами и нагнетанием газа принимать объём закачки газа в 3 раза больше объёма данного агента. Также существует метод закачки в газовую часть продуктивного пласта раствора пенообразующего соединения, газа (воздуха) и минеральной воды с целью создания преграды для прорыва газа. В последнюю очередь производят закачку цементного раствора. Данный метод основан на смешивании агента с газом/воздухом, благодаря чему создаётся преграда для потока газа к забою скважины. Особенность пятого метода состоит в том, что не образуются устойчивых эмульсий при закачке кремнийорганического сополимера, который при освоении скважины легко вымывается из ПП [15].

Применение АСВ относится к селективным методам изоляции, т.е. воздействуют только на определенном участке продуктивного пласта. Применение асфальтосмолистых веществ для изоляции газопритока разнообразно. Возможна закачка сжиженных углеводородных газов (глубина – до 6м) с последующим нагнетанием пластовой нефти (с содержанием 0,01 – 0,5 % полиэтилена) на данную глубинную отметку. При освоении скважины, после проведения данного метода, с целью предупреждения образования конуса, производят закачку вязкой нефти в верхнюю часть ПП.

Имеется положительный эффект при проведении ремонтно-изоляционных работ на Лянторском нефтегазовом месторождении. Свыше 50% загазованного фонда скважин обусловлено причиной конусообразования газа. При опытно-промышленных испытаниях применялись: вязкоупругие и гелеобразующие составы (высокомолекулярные водорастворимые полимеры); водорастворимые тампонажные составы, в состав которых входят гликолевые эфиры кремнийорганических соединений; гидрофобизирующие жидкости.

Применение водорастворимых тампонажных растворов в 75% оказалось успешным на добывающих скважинах, находящихся в консервации по причине высокого значения ГФ. Положительный эффект составил от 7 дней до 3 месяцев, однако в некоторых скважинах должного результата не было получено. Решением данной проблемы оказалось увеличение объёма закачки водорастворимого состава с целью создания большего радиуса экрана.

На месторождении «Х» на большинстве скважин добывающего фонда установлены газосепараторы, обеспечивающие более устойчивую работу электроцентробежного насоса. Устройства контроля притока установлены на некоторых скважинах и способствуют ограничению прорыва газа. На некоторых рассмотренных выше скважинах с высоким газовым фактором произвели снижение депрессии. Данное решение способствовало снижению значения газового фактора, но при этом снизилась добыча по нефти. Рекомендуется проведение опытно-промышленных работ с применением изоляционных технологий, чтобы выявить успешность данного метода.

3. ФОРМИРОВАНИЕ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ЗНАЧЕНИЕМ ГАЗОВОГО ФАКТОРА

При рассмотрении проблематики разработки месторождений с высоким значением газового фактора были установлены условия, при которых происходит рост ГФ.

В залежах, содержащих запасы нефти без наличия газовой шапки, в пластовой нефти растворен газ. При разработке месторождений происходит снижение пластового давления и может произойти случай, когда значение пластового давления станет ниже значения давления насыщения нефти газом. При таких условиях происходит разгазирование пластовой нефти в продуктивном пласте, либо в призабойной зоне добывающих скважин. На месторождениях, разрабатываемых с помощью водонапорного режима, добываются повышения пластового давления выше давления насыщения. На завершающей стадии разработки обводнённость добываемой продукции имеет высокие значения. Было выявлены тенденции изменения значения газового фактора в зависимости от роста значения обводнённости. При контакте закачиваемой в продуктивный пласт воды и нефти, а также с неизвлекаемой частью запасов, происходит насыщение нагнетаемой воды легкими газообразными компонентами (метан, углекислый газ, азот, этан и др.) вследствие диффузии. Как следствие, происходит рост значения газового фактора.

Месторождения с залежами, имеющими «контактные» запасы, также обусловлены ростом значения газового фактора при эксплуатации объектов разработки. До процесса добычи газожидкостной смеси компоненты пластового флюида находятся в статическом равновесии, то есть распределены по плотности в условиях залежи. При эксплуатации, это равновесие нарушается вследствие градиентов давления, высокие значения которого расположены вблизи призабойной зоны добывающих скважин. Как

следствие, наличие этих высоких значений способствует изменению формы границ контактов (в рассматриваемой проблеме – ГНК), заставляя изгибаться в сторону интервала вскрытия продуктивного пласта. Результатом образования газового конусообразования является прорыв газа, ввиду его большей подвижности относительно нефти и воды, к забою добывающей скважины. Прорыв газа может быть обусловлен неоднородностью по проницаемости: газ проходит по высокопроницаемым участкам продуктивного пласта и прорывается к добывающей скважине.

Резкий рост ГФ приводит к негативным последствиям в процессе разработки месторождения. В первую очередь, происходит неустойчивая работа электроцентробежных насосов при содержании свободного газа на входе свыше 25%: возможны перегревы насосов и частые срывы подачи по газу, которые приводят к низким значениям добычи нефти. Для обеспечения стабильной работы УЭЦН предлагается применение в компоновке предвключенных устройств, одним из которых является газосепаратор. Эффективность от внедрения данного оборудования уже давно известна и применяется в настоящее время повсеместно – электроцентробежные насосы с установленным газосепаратором позволяют добывать продукции при значении свободного газа до 85%. В настоящее время разработаны насосы, обеспечивающие стабильную работу – «конические» насосы (допустимое значение свободного газа на входе -40%), центробежно-вихревые насосы, имеющие в ступенях насоса центробежно-вихревые колеса (допустимое значение свободного газа на входе – 35%).

К отрицательным последствиям из-за роста ГФ относится снижение качества подготовки добываемой продукции, нерентабельная добыча нефти, «потеря» добывающей скважины ввиду полного прорыва газа без добычи нефти.

Для снижения негативного влияния газового фактора при разработке месторождений, были проанализированы технологические решения в зависимости от геологических особенностей.

Район с растворённым газом в пластовой нефти – чисто нефтяная зона

Заблаговременные решения. Данные решения направлены на создание и сохранение производительной способности добывающей скважины с низкими значениями газового фактора. К таким методам относится подбор определённого типа насоса с установленным предвключенным устройством и забойной телеметрией, предназначенной для контроля за забойным давлением. Работа на щадящей депрессии является также заблаговременным решением, основанным на оптимальном значении депрессии, при котором снижается вероятность разгазирования в призабойной зоне. Во избежание снижения пластового давления ниже давления насыщения предлагается своевременный ввод либо улучшение системы ППД. Для горизонтальных скважин, имеющих значение безгазового дебита больше, чем в вертикальных скважинах, рекомендуется применение устройств контроля притока, использование пакеров-эластомеров в компоновке устанавливаемого хвостовика.

Район с контактной залежью – газонефтяная зона, газонефтеводяная зона

Причины, приводящие к росту ГФ: неоптимальное расположение ствола скважины от ГНК, рост либо снижение депрессии.

Заблаговременные решения. В данных условиях к заблаговременным решениям относится работа добывающих скважин на щадящей депрессии - подбор оптимального значения, которое не влияет на образование конусообразования газа. Еще одним решением будет оптимальная проводка ствола скважины на максимально далеком расстоянии от газонефтяного контакта либо на оптимальном (зона ГНВЗ). Также, как и в районе с растворенным газом в нефти, предлагается использование устройств контроля притока в горизонтальных скважинах и использование пакеров в компоновке хвостовика.

К текущим решениям для условий с 2 типами районов относится мониторинг забойного и пластового давлений с целью недопущения критического изменения значения депрессии, из-за которого способно произойти конусообразование либо прорыв газа.

Результирующие решения направлены непосредственно на снижение значения ГФ, которое выросло в результате конусообразования газа, его прорыва к забою добывающей скважин, негерметичности участка эксплуатационной колонны, либо заколонных перетоков. К данному типу решений относятся:

- применение двухпакерных компоновок для отсечения интервалов;
- газоограничивающие технологии, химия;
- герметизация участков эксплуатационной колонны при НЭК и участков заколонного пространства при заколонных перетоках.

В самом крайнем случае, при «потере» скважины из-за полного прорыва газа к забою предлагается проведение зарезки бокового ствола.

Для наглядности, предлагаемые решения представлены в блок-схеме (Приложение А). Созданная блок-схема принятия решений является комплексным решением, позволяющим рассматривать все вышеперечисленные факторы в совокупности и подобрать необходимый метод ограничения/снижения ГФ для месторождения со схожими геолого-физическими условиями продуктивных пластов. Данный подход поможет контролировать и управлять процессами разработки месторождения с высоким ГФ, более тонко подойти к вопросам решения проблемы, учитывая экономическую составляющую. Это обеспечит продление жизни месторождения, извлечение большего количества нефти и получение максимальной прибыли компании.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление ООП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами в условиях высокого газового фактора на месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных ресурсов от внедрения устройства контроля притока на месторождении «Х»
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Приказ Минприроды России №639 от 20.09.2019 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (ред. 6.10.2020)
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ часть 1 ФЗ №146 от 31.07.1998 (ред от 19.12.2023 № 611-ФЗ) Налоговый кодекс РФ часть 2 ФЗ №117 от 5.08.2000 (ред от 25.12.2023 № 643-ФЗ)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности внедрения устройства контроля притока с точки зрения экономической эффективности
<i>2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат на внедрение устройства контроль притока
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности внедрения устройства контроля притока

Перечень графического материала:

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	15.01.2024
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		15.01.2024

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович		15.01.2024

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В магистерской диссертации рассмотрена экономическая эффективность внедрения устройства контроля притока (УКП) в скважине №9 месторождения «Х». Данное устройство было установлено в 2023 году и к концу года с помощью данного внедрения удалось нарастить добычу по нефти до 38,1 тыс. тонн в год. В таблице 10 представлены показатели добычи нефти скважины №9 с применением УКП за 2023 год и прогнозные показатели, ожидаемые нефтедобывающей компанией, на 4 года с применением данной технологии и результаты по добыче без внедрения устройства.

Таблица 10 – Показатели по годовой добыче нефти скважины №9

	Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Добыча нефти, тыс. тонн	Без УКП	25,3	20,6	20	19,7	19,5	19,2
	С УКП	38,1	34,7	34,4	34,1	33,5	32,6
Дополнительный объем добычи нефти, тыс.т		12,8	14,1	14,4	14,4	14	13,4

В таблице 11 приведена цена за 1 тонну добытой нефти, установленная в данной нефтедобывающей компании с прогнозом на 5 лет. Средний курс доллара за 2023 год составил 89 рубля, с 2023 по 2028 были взяты прогнозные значения курса доллара. Выручка от добычи нефти рассчитывается по формуле:

$$B = C * Q_{\text{год}} \quad (5)$$

где

B – выручка от добычи нефти, тыс.руб.;

C – цена стоимости нефти, руб./тонна;

$Q_{\text{год}}$ – годовая добыча нефти, тыс. тонн.

Цена на нефть марки «Юралс», курс доллара среднегодовой в рассматриваемый период приняты согласно основным показателям базового варианта Прогноза социально – экономического развития Российской

Федерации, ежегодно публикуемом Министерством экономического развития [37].

Таблица 11 – Показатели для расчета выручки от добычи нефти

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Цена на нефть, \$/барр	83,5	85,0	80,2	76,2	76,2	76,2
Цена нефти, \$/тонна	607,88	618,8	583,86	554,74	554,74	554,74
Стоимость 1\$, руб.	85,2	90,1	91,1	92,3	92,3	92,3
Цена нефти, руб./тонна	51791,4	55753,9	53189,6	51202,5	51202,5	51202,5
Выручка от добычи нефти, тыс. руб. без УКП	1310321,8	1148529,9	1063792,9	1008689,3	998448,8	983088,0
Выручка от добычи нефти, тыс. руб. с УКП	1973251,4	1934659,6	1829723,8	1746005,3	1715283,8	1669201,6

CAPEX («capital expenditure» – капитальные расходы) – в рассматриваемом первом варианте (без использования устройства контроля притока) относятся затраты на строительство горизонтальной скважины и её освоение. Затраты на данную скважину составили 203673 тыс. руб.

Под OPEX (сокращ. от англ. «operational expenditure»), операционными затратами, понимаются все те расходы, которые компания не может не нести в режиме своей обычной деятельности на её текущем уровне. В рассматриваемом случае, к операционным затратам относятся затраты на добычу и перекачку жидкости и обслуживание скважины. Из нормативов операционных затрат для геолого-технических мероприятий в данной компании приняты следующие нормативы: затраты на добычу и перекачку жидкости – 15,7 руб./т., обслуживание скважины – 5509,8 тыс. руб./год.

Таблица 12 – Расходные показатели

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CAPEX						
Стоимость строительства ГС и	203673,00					

освоение, тыс. руб.						
ОРЕХ						
Затраты на добычу и перекачку жидкости, тыс.руб.	397,21	323,42	314,00	309,29	306,15	301,44
Обслуживание скважины, тыс.руб./год	5509,77					
Суммарные ОРЕХ – затраты, тыс.руб.	5906,98	5833,19	5823,77	5819,06	5815,92	5811,21
НДПИ, тыс.руб.	15761,9	18446,9	17520,9	16786,4	16097,6	15926,3

Расчет налога на добычу полезных ископаемых

Налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитывалось по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} * 919 - D_{\text{м}} \quad (6)$$

919 – ставка за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной, руб./т

$K_{\text{ц}}$ – Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{\text{ц}}$) определяется в порядке установленным пунктом 3 статьи 342 НК РФ и рассчитывается как:

$$K_{\text{ц}} = (\text{Ц} - 15) * \frac{P}{261} \quad (7)$$

Где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель;

15 – необлагаемый налоговый минимум – минимальная цена нефти сорта «Юралс» в дол. США за баррель;

P – среднее значение за налоговый период курса доллара к российскому рублю.

$D_{\text{м}}$ – показатель, характеризующий особенности добычи нефти, исчисляется согласно ст.342.5 НК РФ:

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} * K_{\text{ц}} * (K_{\text{з}} * K_{\text{д}} * K_{\text{дв}} * K_{\text{кан}}) - K_{\text{к}} - K_{\text{абдт}} - K_{\text{ман}} \quad (8)$$

$K_{\text{ндпи}}$ – принимается равным 559

K_3 – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; согласно пункту 3 статьи 342.5 НК РФ принимаем равным 1.

K_D – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

$K_{ДВ}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;

Согласно п.1 ст.342.2 НК РФ и, исходя из геолого-промысловых характеристик разрабатываемого участка недр, значение коэффициент $K_D = 1$ и $K_{ДВ}=1$.

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи нефти, исходя из условий п.4342.5 НК РФ, принимается равным 1;

K_K – устанавливается равным 428 с 1 января 2019 г., так как нет оснований для приравнивания к 0 вследствие несоответствия ряду условий согласно п. 3 ст. 342 НК РФ;

$K_{абдт}$ – коэффициент, характеризующий работу демпферного механизма;

$K_{ман}$ – коэффициент, учитывающий изменение вывозной таможенной пошлины.

Исходя из расчетов НДСИ принимается равным

Результаты расчета НДСИ представлены в таблице 13

Таблица 13 - Результаты расчета НДСИ

Год	НДСИ, руб/тонну	Кц	Дм
2023	15761,88	22,36	4787,80
2024	18446,91	24,16	3760,50
2025	17520,99	22,76	3393,19
2026	16786,45	21,64	3103,25
2027	16097,65	21,64	3792,05

Ключевым этапом в расчете является оценка экономической эффективности, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке. NPV рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1+r)^{t-tp}} \quad (9)$$

Где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t – прибыль от реализации в t-м году

A_t – амортизационный отчисления в t-м году

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году

t, tp – соответственно текущий и расчетный год

r – ставка (норма) дисконта, принимаем равной 20%

Если $NPV > 0$, то проект является прибыльным; если $NPV < 0$, то проект является убыточным; если $NPV = 0$, то проект является ни прибыльным, ни убыточным. Результаты расчета экономической эффективности проекта представлены в таблице 14

Таблица 14 – Расчётные значения накопленного дисконтированного потока наличности

			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Денежный поток	тыс. руб		-203673	378070	341624	322351	323260	390137	373955
Накопленный денежный поток	тыс. руб		-203673	174397	516021	838372	1161632	1551769	1925724
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i = 20%) NPV	тыс. руб	973087,06	-203673	111386	348624	535170	691063	847850	973087
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР, ВСД) IRR	%	178,09							
Срок окупаемости (простой) PP		1,6	0	378070	341624	322351	323260	390137	373955

Срок окупаемости (дисконтированный) DPP		1,7							
Индекс доходности капитальных вложений PI		5,78							

Дополнительный экономический эффект от внедрения устройства контроля притока в добывающей скважине №9 является положительным, NPV составляет 973,1 млн руб., затраты окупаются в течение года после внедрения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
О-2БМ11		Антощук Андрей Михайлович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ОПОП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами в условиях высокого газового фактора на месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> Скважинное оборудование <i>Область применения:</i> Месторождения нефти и газа Западной Сибири <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Климатическая зона:</i> местность, приравненная к районам Крайнего Севера <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> Добывающие скважины, насосное оборудование, станции управления. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> обслуживание и ремонт наземного и подземного оборудования, соблюдение норм технологического режима.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс - Ст. 297. Ст. 298. Ст. 299. Продолжительность вахты. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. От 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин». ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. 2) Повышенной уровень локальной и общей вибрации. 3) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током. 4) Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.: вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм

	<p>5) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и органов слуха, перчатки, одежда специальная для защиты рабочих от воздействия нефти и нефтепродуктов, заземление электроустановок, изоляция, ограждения, устройства автоматического контроля и сигнализации.</p> <p>Расчет: заземление.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почв нефтью, нефтепродуктами, различными химическими веществами и сточными водами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: разлив и утечки нефти и нефтепродуктов, а также агентов, применяемых при бурении, глушении и освоении скважин; изменение характеристик фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение продуктов сгорания попутно добываемого газа, выделение углеводородов от технического оборудования, выделение продуктов сгорания топлива.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: длительное отключение электроэнергии; механическое повреждение оборудования, сооружений и конструкций; взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ; разгерметизация трубопроводов высокого давления и корпусов насосного оборудования.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: Разрушение (разгерметизация) оборудования, выброс (истечение) нефти.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 15.01.2024</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		15.01.2024

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович		15.01.2024

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной работы является оптимизация добычи нефти на месторождениях, характеризующихся высокими значениями газового фактора, неоднородности и обводненности. Высокие значения газового фактора на месторождении могут способствовать появлению газонефтеводопроявлений, присутствует загазованность на территории.

Кустовая площадка месторождения – кустовая площадка ограниченная территория месторождения, на которой подготовлена специальная площадка для размещения группы скважин, нефтегазодобывающего оборудования, служебных и бытовых помещений. После этапа разбуривания и первичного освоения скважины наступает этап эксплуатации. Основной особенностью автоматизации кустовой площадки является то, что после установления соответствующего оборудования автоматизации, исполнительных устройств, датчиков и контроллеров, куст функционирует полностью без участия человека. Все технологические параметры передаются на контроллер и транслируются на диспетчерский пункт с помощью радиосигнала. Оператор в диспетчерском пункте следит за процессом эксплуатации, может контролировать часть процесса и предпринимать определенные решения.

Климатическая зона IV, характеристики представлена в таблице 15, согласно ГОСТ 12.4.303-2016 (Тюменская область (районы Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, кроме районов, Междуреченский расположенных севернее 60° северной широты)).

Таблица 15 - Характеристика для IV климатической зоны

Класс защиты	Температура воздуха зимних месяцев С	Скорость ветра в зимние месяцы м/с
3	-41	1.3

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обслуживание добывающих скважин производит оператор по добыче нефти и газа (ДНГ). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

К работам по эксплуатации нефтяных месторождений допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности. Не допускаются к работе вахтовым методом беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Ст. 298[16]

Вахтовый метод работ регулируется Трудовым Кодексом РФ ст. 297 [16]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Согласно ст. 299 [16] вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.). Ст. 302 [16]

Рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда согласно ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»

5.2 Производственная безопасность

Эксплуатация нефтяных месторождений с повышенным газовым фактором несет в себе ряд опасностей для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций. В таблице 16 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ.

Таблица 16 – Опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ по поддержанию режима работы скважин и ГЗУ на месторождении с повышенным ГФ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [18]. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [29]. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [30]

Превышение уровня вибрации	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [20].
Недостаточная освещенность далее вы об этом не пишете	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [21].
Повышенная загазованность рабочей зоны	ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ И ПРОМЫШЛЕННЫЙ НАДЗОР РОССИИ. Инструкция по безопасному введению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода. [26].
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током.	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [22].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [23].
Ударные волны воздушной среды.	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [24].

Микроклимат на рабочем месте. Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей. При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. На месторождении «Х» применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре). Для защиты головы от теплового облучения применяют

алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном.

Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей, согласно, постановления Минтруда России от 31 декабря 1997г. №70. Таблица 17.

Таблица 17 - Виды СИЗ и сроки носки согласно IV климатического пояса

Наименование теплой одежды и обуви	Климатический пояс
	IV
Куртка на утепляющей прокладке	1,5
Брюки на утепляющей прокладке	1,5
Куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке	–
Брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке	–
Валенки	2

Если работа постоянно выполняется в высокогорных районах с высотами от 1000 до 2000 метров, теплая спецодежда и обувь выдается со сроком носки, установленным для III климатического пояса. Для высот от 2000 метров и выше срок носки устанавливается как для IV климатического пояса.

Работникам, занятым зимой на наружных работах в IV климатическом поясе, дополнительно необходимо выдать электрообогревающие комплекты к специальной одежде типа «Пингвин» со стационарным источником питания со сроком носки 2 года.

Если работникам положена куртка на утепляющей прокладке, брюки на утепляющей прокладке, то в районах, не отнесенных к климатическим поясам, им зимой взамен выдаются куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке, брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке сроком носки 3 года.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда

и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются согласно СанПиН 1.2.3685-21 (таблица 18).

Таблица 18 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15

Превышение уровня вибрации. Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 19 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [20].

Таблица 19 – Гигиенические нормы уровней вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [27].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ и ядовитых

газов: природный газ (ГОСТ 12.1.007 малоопасная продукция по степени воздействия на организм: 4 класс опасности). В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (содержание нефтяного газа в воздухе рабочей зоны - 300мг/м^3), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). [18] До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007- 76: азота диоксид – 2мг/м^3 , бензол – 10мг/м^3 , углерода оксид – 20мг/м^3 [26].

Электрический ток. Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая.

К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы,

применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [22].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже устройства контроля притока, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [23], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объектах месторождения «Х» имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Профилактические меры: систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях

машин и механизмов; плановую и неплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде застегнуты, полы одежды не болтаются); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Ударные волны воздушной среды. Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН месторождения «Х» установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования обеспечивает возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу [24].

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором являются:

- загрязнение атмосферы загрязняющими веществами при сгорании попутного газа в факелах;
- нефтяные загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений, несоблюдения природоохранных требований.

Загрязнение атмосферы. Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 20. [35]

Таблица 20 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование загрязняющих веществ	Формула	ПДК в воздухе, мг/м ³	Класс опасности
Метан	СН ₄	7000	4
Углеводороды, алифатические предельные	С ₂ -10Н ₆ -24	900/300	4

Загрязнение гидросферы. Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин на месторождении «Х» надёжно герметизирована. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Загрязнение литосферы. В период эксплуатации нефтяного месторождения может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и

накопления отходов на рассматриваемом месторождении соответствуют требованиям техники безопасности и санитарно-гигиеническим нормам. [36]

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

По опасности возникновения газонефтеводопроявлений у нефтяной скважины различают категории первой, второй и третьей степени, в которых указаны следующие значения газового фактора:

- первая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора свыше $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- вторая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- третья категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При разрушении оборудования, происходит выброс нефти и газа в атмосферу (ГНВП), что влечет за собой:

- выброс нефти
- формирование и распространение зоны взрывоопасной загазованности

- загрязнение атмосферы
- массовое отключение электрической энергии (влечет за собой остановку добывающего фонда нефтяных скважин), для того что бы избежать взрыва, либо возгорания.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

Пожароопасный фактор. Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектирование, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

В зависимости от количества и пожароопасных свойств веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в зданиях, помещениях и на наружных установках, с учетом особенностей технологических процессов производственные и складские помещения по взрывопожарной и пожарной опасности делятся на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, здания - на категории А, Б, В, Г и Д, а наружные установки - на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН [25].

Вся территория возле скважины и помещений на кустовых площадках месторождения «Х» содержится в чистоте и порядке.

Не допускается:

- замазученность территории, загромождение: дорог, проезд к скважине, средствам пожаротушения, водоёмам;
- применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня;
- производить самовольно переоборудование электросетей, устраивать временную электропроводку, устанавливать кустарные предохранители и пользоваться электронагревательными приборами;
- использовать средства пожаротушения не по назначению;
- производство огневых работ на скважине без наряда-допуска.

Курение разрешается только в специально отведённом месте.

Освещение на скважине разрешается только электрическое, применительно к особо сырым помещениям взрывозащищённого исполнения.

Средства первичного пожаротушения предназначены для ликвидации начинающих очагов загорания собственными силами.

Кустовые площадки месторождения «Х» укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

1. углекислотными огнетушителями, порошковыми огнетушителями.
2. песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м³;

3. войлок (кошма) $2 \times 1,5$ м;
4. вёдрами, лопатами, ломами, баграми [25].

Пожарные щиты укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., ящик с песком – $\geq 1\text{ м}^2$, войлок (кошма) $2 \times 1,5$ м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10см. На пожарных щитах имеется перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители (порошковые, воздушно-пенные, газовые и жидкостные) находятся в исправном состоянии и подвешиваются не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

Удар молнии. Удары молний являются одним из возможных факторов, приводящих к чрезвычайным ситуациям на кустовой площадке. Молниезащита применяется с целью защиты сооружений, сохранности и стойкости от возможных возгораний, защиты от гибели и травмирования людей.

По типу молниезащита может быть: одностержневой; двухстержневой одинаковой или разной высоты; многократной стержневой; одиночной тросовой; многократной тросовой. По степени надёжности защиты различают два типа зон: А – степень надёжности защиты $\geq 99,5\%$; Б – степень надёжности защиты 95-99,5% [28].

Стержневой молниеприемник представляет собой металлический штырь, возвышающийся над объектом защиты. Молниеприемная сетка представляет собой металлическую сетку, в ячейках которой установлены небольшие молниеприемники. Тросовый молниеприемник – это трос, натянутый между двух вертикальных опор. Основной вид пассивной молниезащиты, применяемый на кустовых площадках это – стержневой молниеприемник с сечением 50-100 мм². Такой тип молниеприемника используется на месторождении «Х».

На рассматриваемом предприятии месторождения «Х» производственные здания имеют II категорию молниезащиты. В таблице 21 представлены исходные данные кустовой площадки месторождения «Х», применяемые для расчета молниезащиты.

Таблица 21 – Исходные данные для расчета

Исходные данные	Величина
Ширина кустовой площадки (S), м.	30
Длина кустовой площадки (L), м.	80
Высота автоматизированной групповой замерной установки (h _x), м.	2,5

Рассчитаем горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта (АГЗУ) – круг радиуса r_x:

$$r_x = \frac{S}{2} = \frac{30}{2} = 15 \text{ м.} \quad (10)$$

Высота стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} = \frac{15 + 4,075}{1,5} = 12,72 \text{ м.} \quad (11)$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_0 = 1,5 * h = 19,08 \text{ м.} \quad (12)$$

Таким образом, на рассматриваемой кустовой площадке месторождения «Х» радиус зоны защиты на земле от стержневого молниеотвода составляет 19,08м. Для расчета высоты вершины конуса (защиты) стержневого молниеотвода применяем формулу (13):

$$h_0 = 0,92h = 11,7 \text{ м.} \quad (13)$$

Таким образом, для защиты от ударов молнии автоматической групповой замерной установки, станций управлений, находящихся на территории кустовой площадки (L = 80м.) необходимо установить 3 одиночных стержневых молниеотвода.

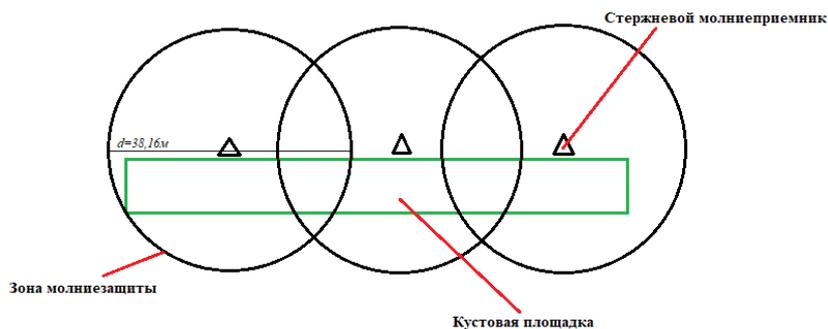


Рисунок 35 – Схема расстановки молниеотводов на кустовой площадке месторождения «Х»

5.5 Выводы по разделу

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Категория помещений на кустовой площадке по электробезопасности согласно ПУЭ соответствует третьему классу – «особые помещения повышенной опасности» [31]. Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током [32]. Категория тяжести труда на кустовой площадке объекта добычи нефти и газа по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории 3.1 (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением) [33]. Кустовая площадка относится к классу опасности производственных объектов 3. Рассмотренный объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам III категории [34].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализированы геологические особенности, влияющие на разработку месторождений, выявлена значимость динамики изменения газового фактора при эксплуатации объекта. Проанализированы существующие методы борьбы с высоким значением газового фактора

По производственным данным месторождения «Х» произведена оценка роста газового фактора с выявлением основных причин – явление газового конусообразования и прорыв газа к забою добывающей скважины. Сформированы рекомендации по снижению значения газового фактора на месторождении «Х».

Помимо этого, сформированы решения, направленные на уменьшение ГФ на месторождениях со схожими геологическими условиями. Рост газового фактора обусловлен при двух геологических условиях – залежь с растворимым газом в пластовой нефти и залежь, имеющая газовую шапку. Сформированные решения представлены в блок-схеме (Приложение А). Данные рекомендации возможно применять на нефтегазовых месторождениях со схожими геолого-технологическими условиями.

Также произведён расчет экономической эффективности от внедрения устройства контроля притока на месторождении «Х». Полученный положительный экономический эффект указывает на актуальность применения данной технологии.

Произведён анализ опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на работника на кустовой площадке и указаны меры и мероприятия, обеспечивающие производственную безопасность.

Список используемых источников:

1. Королёв М.И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов. Диссертация. Кандидат технических наук. – Санкт-Петербург, 2018г. – 127с.
2. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2002. – 639 с.
3. Белозёров В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов / В. Б. Белозёров // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ] / Томский политехнический университет (ТПУ). – 2011. — Т. 319, № 1: Науки о Земле. — [С. 123-130]
4. Куликов А.Н. Разработка и совершенствование методов борьбы с опережающим обводнением нефтяных скважин. Диссертация. Доктор технических наук. – Москва, 2018. – 352с.
5. Бейли Б. Диагностика и ограничение водопритокков // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – Т.6, №1. – С. 44-67.
6. Dake L.P. The Practise Of Reservoir Engineering (Revised Edition), Elsevier Sciense B.V. All Right Reserved, 2001.
7. Лифантьев А.В. Учет неоднородности пластов по проницаемости при компьютерном проектировании разработки нефтяных месторождений. Диссертация. кандидат технических наук. – Бугульма, 2014. – 118с.
8. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976.
9. РД 39-014035-255-88 Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр
10. Кордик К.Е. Исследование закономерностей изменения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири. Диссертация. Кандидат технических наук. – Тюмень, 2018. – 191с.
11. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского

политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. — 2018. — Т. 329, № 8. — [С. 104-111].

12. Об изменении газового фактора нефти при разработке заводняемых залежей / К.Е. Кордик, А.Е. Бортников, Е.Ф. Кутырёв и др. // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. - №2. – С.62-65.

13. Салаватов Т.Ш., Мустафаев А.А., Гусейнова Д.Ф., Джафарова К.А. Анализ процесса конусообразования при разработке месторождений вертикальными и горизонтальными скважинами // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2013. – №12. – С.13-17.

14. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots // SPE 30775-MS. – 1995. DOI:10.2118/30755-MS.

15. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – Якутск, 2016. - №3 – С.50-60.

16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

17. ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках».

18. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

19. ГОСТ 12.1.003-2014 (2015) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 25 с.

20. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.

21. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

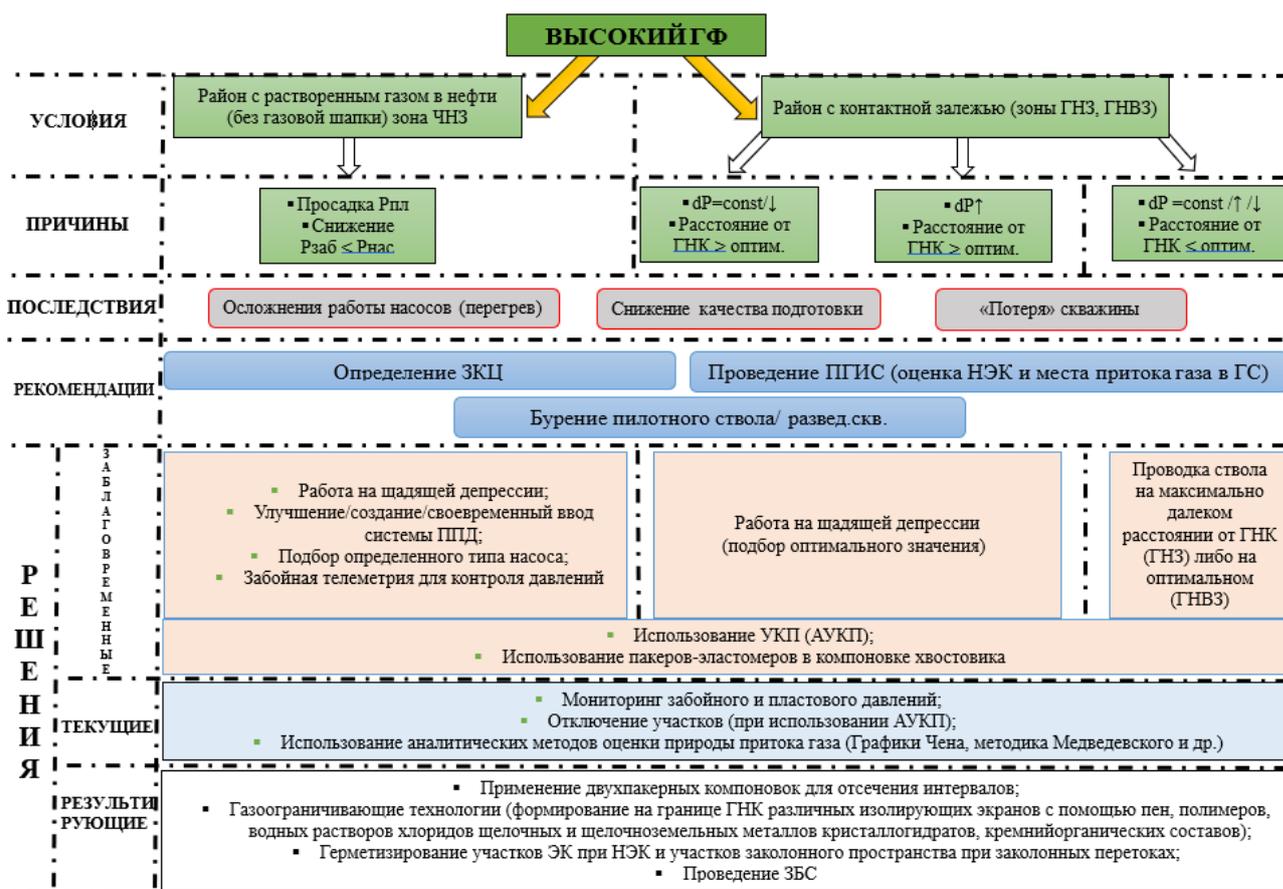
22. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

23. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
24. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
26. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
28. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения // Учебное пособие, Издательство ТПУ, 2006.
29. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
30. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
31. Правила использования электроустановок URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030216>.
32. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок от 15декабря 2020г. N 903н URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184>
33. Санитарные правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115>
34. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156>
35. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

36. Защита литосферы. URL:
[https://www.edu.severodvinsk.ru/after_school/obl_www/2013/work/pestov/lithosp
here_protection.html](https://www.edu.severodvinsk.ru/after_school/obl_www/2013/work/pestov/lithosp
here_protection.html)

37. Прогнозы социально-экономического развития. URL:
[https://economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomic
heskogo_razvitiya/](https://economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomic
heskogo_razvitiya/)

Приложение А



Приложение Б
(справочное)

THE REASONS FOR INCREASE IN THE VALUE OF THE GAS FACTOR
UNDER CONDITIONS OF HETEROGENEITY AT "X" FIELD

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Антощук Андрей Михайлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШОН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Надеина Луиза Васильевна	к.ф.н.		

Introduction

If the pressure in the productive formation or at the bottom of the exploitation well is lower than the saturation pressure, the formation oil is partially degassed, due to which the gas-oil ratio of the produced fluid increases. Since most of the productive formations of the "X" field are characterized by the presence of the gas cap, the oil saturation pressure is equal to the initial reservoir pressure at the gas-oil contact. In the exploitation wells bottom located near the gas-oil contact, due to the existing depression, there is a degassing of reservoir oil and an increase in the gas factor value. These features are taken into account when developing a deposit and predicting development parameters.

Due to permeable heterogeneity, the technological features of the field development, the operation of productive reservoirs with the gas cap, such complications as cone gas formation and gas burst at the bottom of the production well arise. Such complications are accompanied by a sharp increase in the value of the gas factor (GF), which can lead to sub-economic oil production.

Substantiation of the gas factor increase dynamics under conditions of heterogeneity at «X» field

To analyze the reasons for the increase in the value of the gas factor, the development parameters for the "X" field were used. Well pads No. 9 and No. 12 were selected for analysis in different saturation zones. Comparisons of the initial and current parameters for different saturation zones are shown in Table 22.

Table 22 - Comparative table of initial and current parameters by saturation zones

Well	Zone of saturation	Well objective	Lift method	Well pad number	Initial parameters							
					Current parameters							
					Liquid production rate, tons per day	Oil-production rate, tons per day	Water cut, %	Well flow index, m ³ /day/atm	Gas production rate, m ³ /day	Gas-oil ratio, m ³ /ton	BHP, atm	Formation pressure, atm
1	Gas and oil zone	Injection well	ESP	12	89	87	2	4.2	1572	18	14 ₂	166
					55	54	1.4	1.1	7249	134	11 ₃	167
2		Exploitation	ESP	12	94	88	6	5.1	6595	75	14 ₆	166

		well			63	62	1.3	1.9	4517	73	12 6	163
3		Exploitation well	ESP	12	255	235	7	14.7	9535	41	14 7	166
					68	67	1.3	4.6	84844	125 7	14 7	164
4		Injection well	ESP	12	48	48	1	1.3	3577	75	12 6	167
					42	38	10. 2	3.1	10787 7	286 7	15 5	170
5		Injection well	ESP	12	218	209	4	10.3	15673	75	14 6	170
					68	68	1.3	2	64879	961	11 9	158
6		Exploitation well	Flowing well	12	45	45	1	2.3	2204	49	15 0	170
					138	136	1.4	5	89236	654	13 5	166
7		Injection well	Flowing well	12	105	104	1	4.9	6141	59	14 9	170
					64	63	1.4	1.5	21549 3	341 5	11 8	165
8		Injection well	Flowing well	12	123	107	11	6.1	6362	59	15 0	170
					206	204	1.3	18.6	61369	302	15 3	165
9		Injection well	Flowing well	12	112	110	1	2.9	9923	90	13 2	170
					57	57	1.3	9.5	46075	814	15 8	165
10		Injection well	Flowing well	12	110	96	12	2.7	5739	60	12 9	170
					84	83	1.3	2.4	99764	120 9	13 1	170
11		Exploitation well	ESP	9	146	143	3	2.8	10552	74	11 4	166
					131	126	4.1	5.3	9298	74	11 4	166
12		Exploitation well	ESP	9	140	135	5	5.7	7719	57	14 3	168
					124	118	4.3	2.4	7113	60	14 3	168
Average index for the saturation zone					124	117	5	5	7133	61	14 0	168
					92	90	3	5	66476	985	13 4	166
13		Injection well	Flowing well	9	152	150	1	11.7	9597	64	15 7	170
					92	90	1.9	1.5	21955	243	96	166
14	Pure oil zone	Exploitation well	ESP	12	139	115	7	0	19757	172	12 0	170
					48	47	2.4	0.6	5559	119	82	165
15		Injection well	ESP	9	497	421	5	4	39965	95	13 2	170
					203	197	2.7	2.9	46793	237	86	166
16		Injection	ESP	9	134	123	8	3.6	5902	48	12	170

		n well								9		
					86	85	1	2	5567	65	105	167
Average index for the saturation zone					231	202	5	5	18805	95	135	170
					107	105	2	2	19969	166	92	166
17	Oil-water zone	Injection well	ESP	12	226	221	2	5.1	12813	58	120	170
					77	76	1.3	2.6	10276	135	137	170
18	Gas-oil-water zone	Injection well	ESP	12	195	193	1	8.3	6028	31	139	166
					125	123	1.3	3.6	46609	379	120	159
Average index for the saturation zone					157	146	4	5	9981	67	137	169
					96	94	2	4	51915	722	124	166

Eighteen wells were put into operation at well pads No. 9 and No. 12. Injection wells are currently exploitation wells. When comparing the results of the initial and current development parameters, an increase in the gas factor is noted in all saturation zones, the maximum growth occurs in the gas and oil zone. The formation pressure values confirm a good energy state of the reservoir, and it indirectly means that liberation of gas in the reservoir should not occur.

The dynamics of changes in the oil, liquid and gas production rate of these well pads are shown in Figure 1. Analyzing the dynamics of changes in the flow rate, it is clear that there is a decrease in oil production values due to a sharp increase in the gas factor (GF). The actual value of the gas factor is twice that of the planned GF.

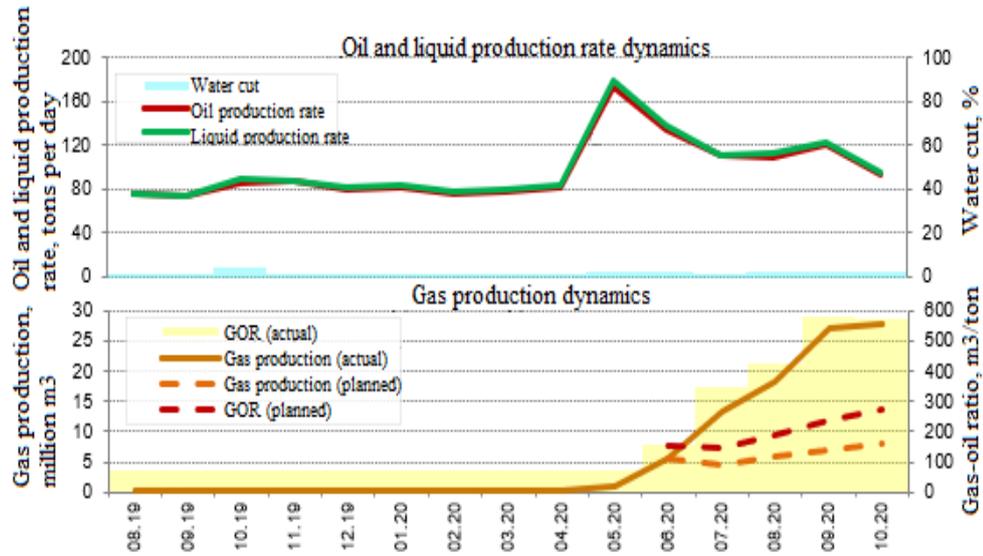


Fig. 36 Oil, liquid and gas production rate dynamics

To find out the reasons for the increase in the GF, an analysis of certain production wells was performed using the Chan method. Using the Chan method, it can be determined what caused the growth of the gas factor (gas coning or breakthrough of gas) when log-log plotting the curves of the accumulated gas-oil ratio vs time $cumGOR_n$ and the derivative of the accumulated gas-oil ratio vs time $cumGOR'$. This method doesn't allow to detect behind-the-casing circulation.

Accumulated gas factor:

$$cumGOR = \frac{Q_{g,n} + Q_{g,n-1}}{Q_{o,n} + Q_{o,n-1}} \quad (14)$$

where $cumGOR$ - accumulated gas factor, m^3/ton ; Q_g - gas production rate, m^3/day ; Q_o - oil production rate, m^3/day .

Oil production rate:

$$Q_o = Q_{liq} \cdot \frac{Q_{liq} \cdot WC}{100} \quad (15)$$

where Q_o - oil production rate, m^3/day ; Q_{liq} - liquid production rate, m^3/day ; WC - water cut, %.

By inserting formula (2) into formula (1), we obtain the formula to calculate the accumulated gas factor for the produced liquid:

$$cumGOR = \frac{Q_{g,n} + Q_{g,n-1}}{(Q_{liq,n} \cdot \frac{Q_{liq,n} \cdot WC}{100}) + (Q_{liq,n-1} \cdot \frac{Q_{liq,n-1} \cdot WC}{100})} \quad (16)$$

Derivative of the accumulated gas-oil ratio:

$$cumGOR' = cumGOR_n - cumGOR_{n-1} \quad (17)$$

To apply the Chan method, calculations were made in accordance with the above formulas for the wells operation parameters with various situations. The results obtained will be presented and explained below in each specific case.

Well No. 3 is located at well pad No. 12 in the gas-oil zone. The well is characterized by a constant drawdown and an increase in the value of the gas factor. There are three supposed reasons (Figure 38):

1. gas coning - it is proposed to conduct a field geophysical survey to determine the interval of gas inflow;
2. behind-the-casing circulation - it is proposed to conduct thermal logging to determine the gas flow interval;
3. production casing leak - it is proposed to conduct a field geophysical survey to determine the interval of the leak.

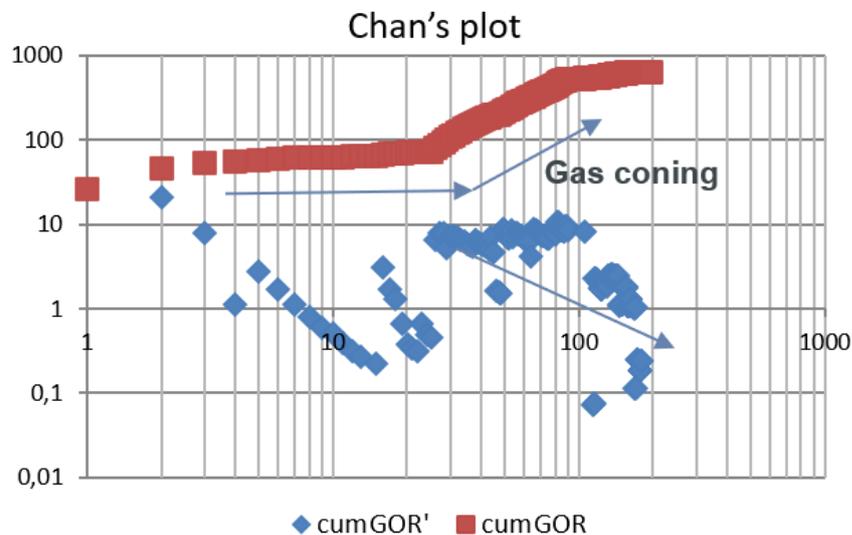
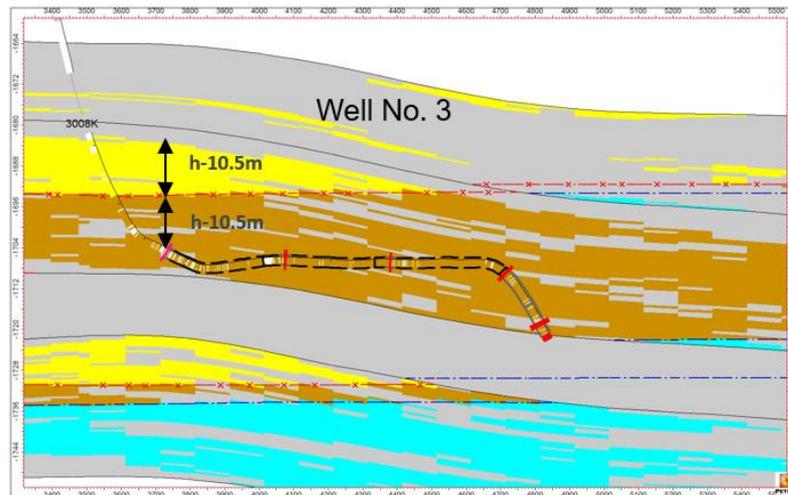


Fig. 37 Well column No. 3 and the Chan's plot

Chan's plot for this well indicates the gas coning (Figure 2).

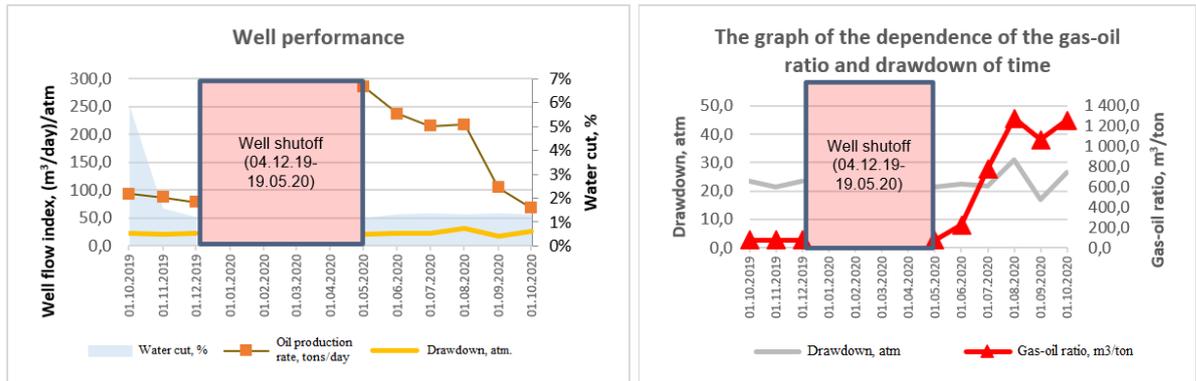


Fig. 38 Operating parameters graphs of the well No. 3

The GF value increased in well No. 7. Because of this problem, the method of well operation was changed to flowing through the casing annulus. The Chan curve (Figure 39) is diagnosed as gas coning. It is recommended to conduct the field geophysical survey to determine the interval of gas inflow.

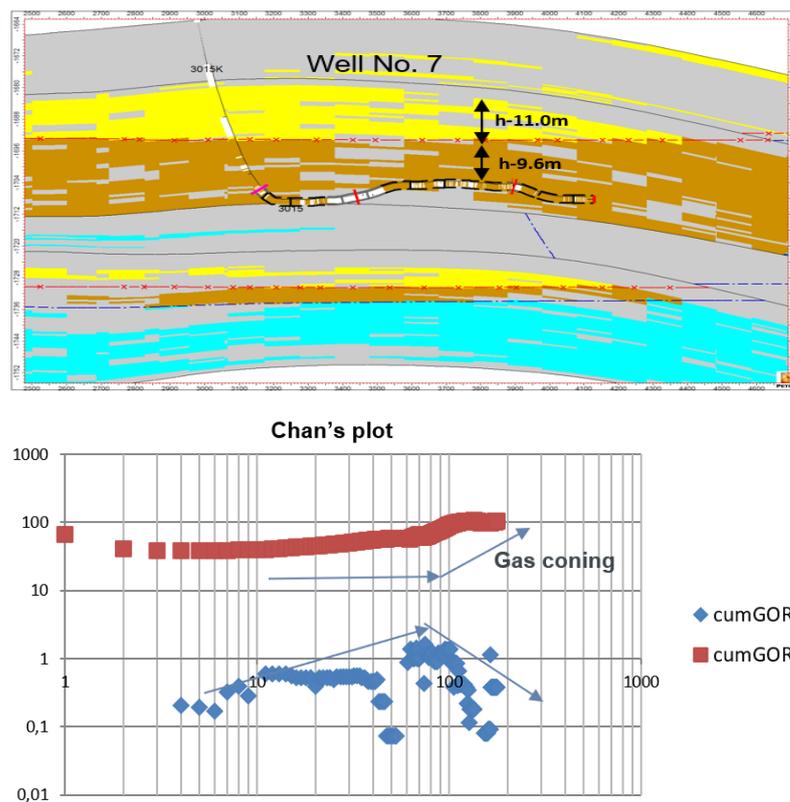


Fig. 39 Well column No. 7 and the Chan's plot

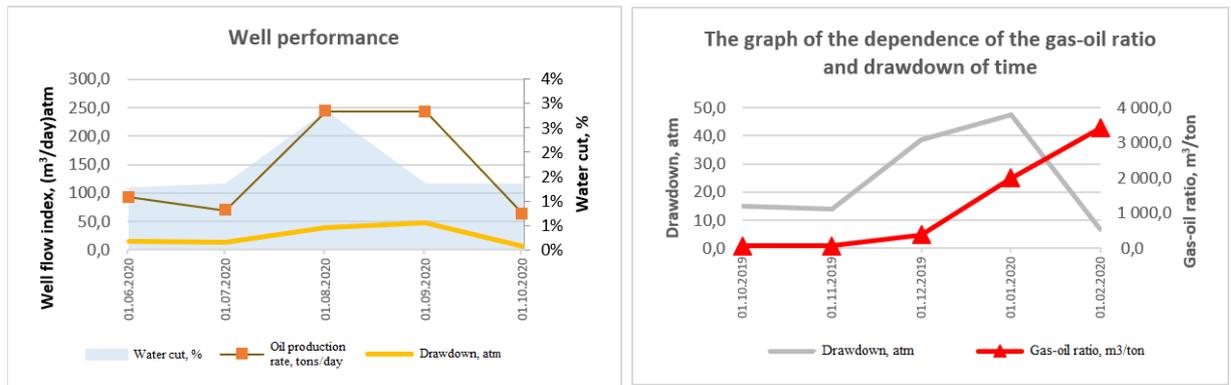


Fig. 40 Operating parameters graphs of the well No. 7

For well No. 5, which is located on well pad No. 12 (Figures 41, 42), there is an increase in the drawdown on the productive formation, which leads to an increase in the value of the gas-oil ratio. It is recommended to increase the bottom hole pressure and continuously monitor the change in the GF value. Chan's plot for this well indicates the gas coning.

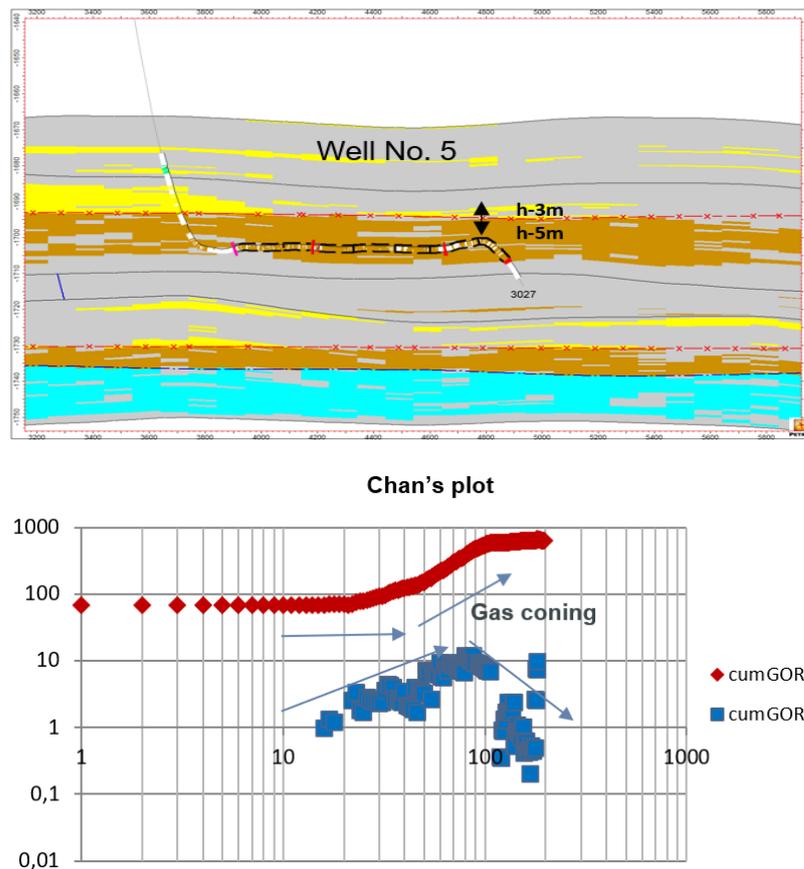


Fig. 41 Well column No. 5 and the Chan's plot

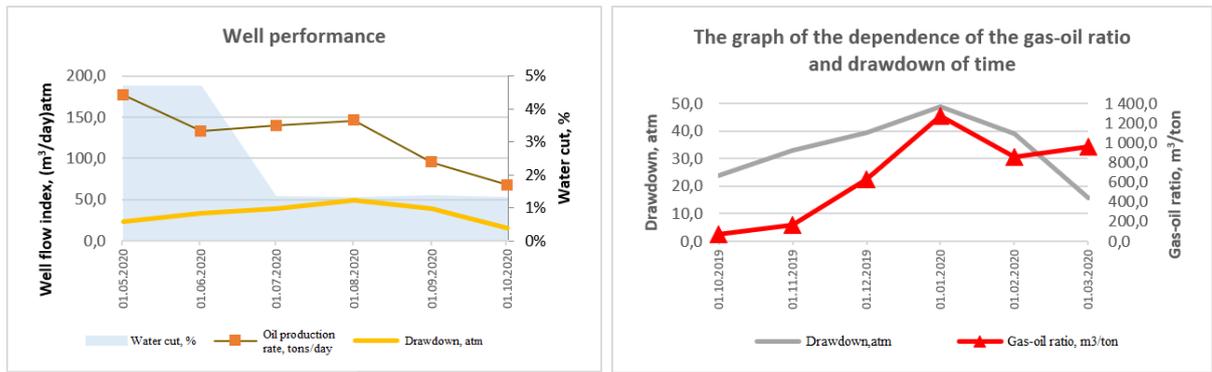


Fig. 42 Operating parameters graphs of the well No. 5

Well No. 9 –GF value increases with drawdown decrease. The second part of the horizontal wellbore of the production well is located near the gas-oil contact (Figure 8). The thickness of the gas saturation zone is twice the thickness of the oil saturation zone. It is proposed to conduct field geophysical survey to determine the interval of gas inflow, as well as to cut off the toe of the horizontal wellbore, which is located near the gas-oil contact. This decision must be performed by analyzing the economic efficiency of oil production in the remaining development interval. Chan's plot for this well is more like gas breakthrough curves.

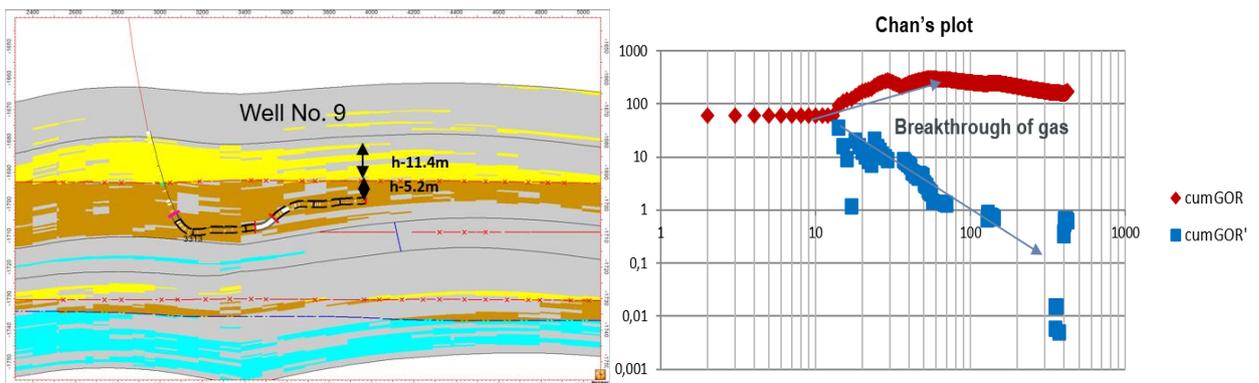


Fig. 43 Well column No. 9 and the Chan's plot



Fig. 44 Operating parameters graphs of the well No. 9

Well No. 10 is a flow well. The graph of the GF vs time (Figure 45) shows that there is an increase in the GF value. The horizontal part of this well is located more than 9 meters from the gas-oil contact, while the thickness of the gas cap is small (about 2,2 meters). The gas-saturated portion of the reservoir is mostly composed of tight rocks, which suggests that even in such a productive formation there are highly permeable channels through which gas breakthrough is possible, which is confirmed by a sharp increase in the value of the gas factor. There is also the potential for production casing leaks. It is recommended to conduct the field geophysical survey to determine the interval of gas inflow. According to Chan's plot, it is difficult to determine the reason for the increase in GF value in this well.

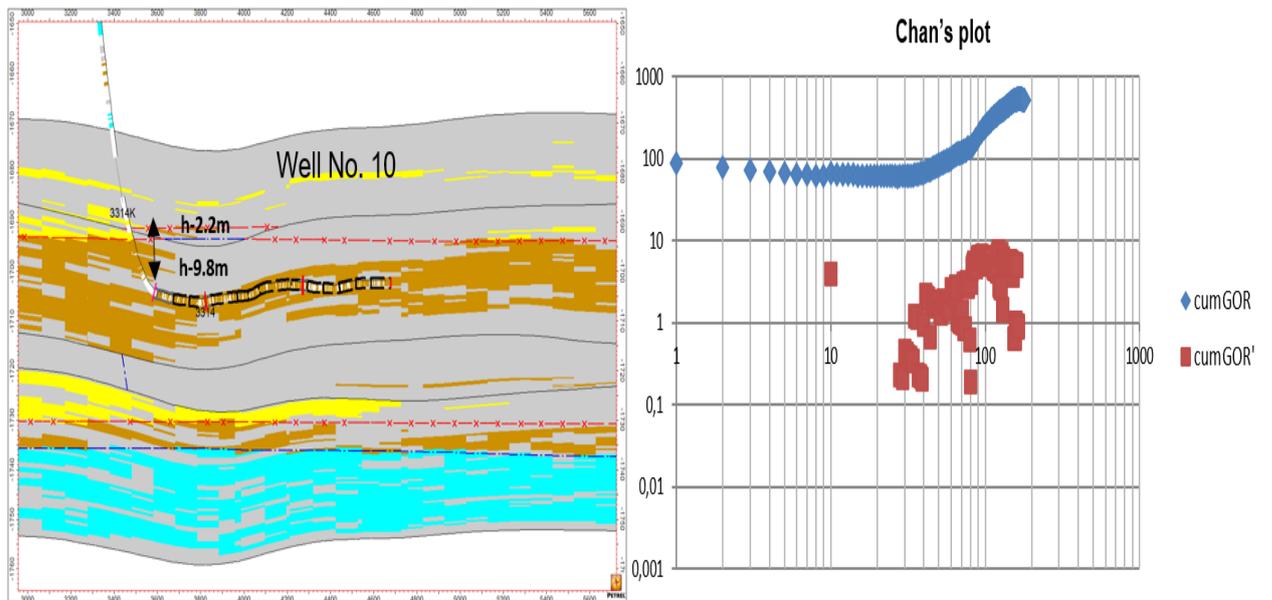


Fig. 45 Well column No. 9 and the Chan's plot

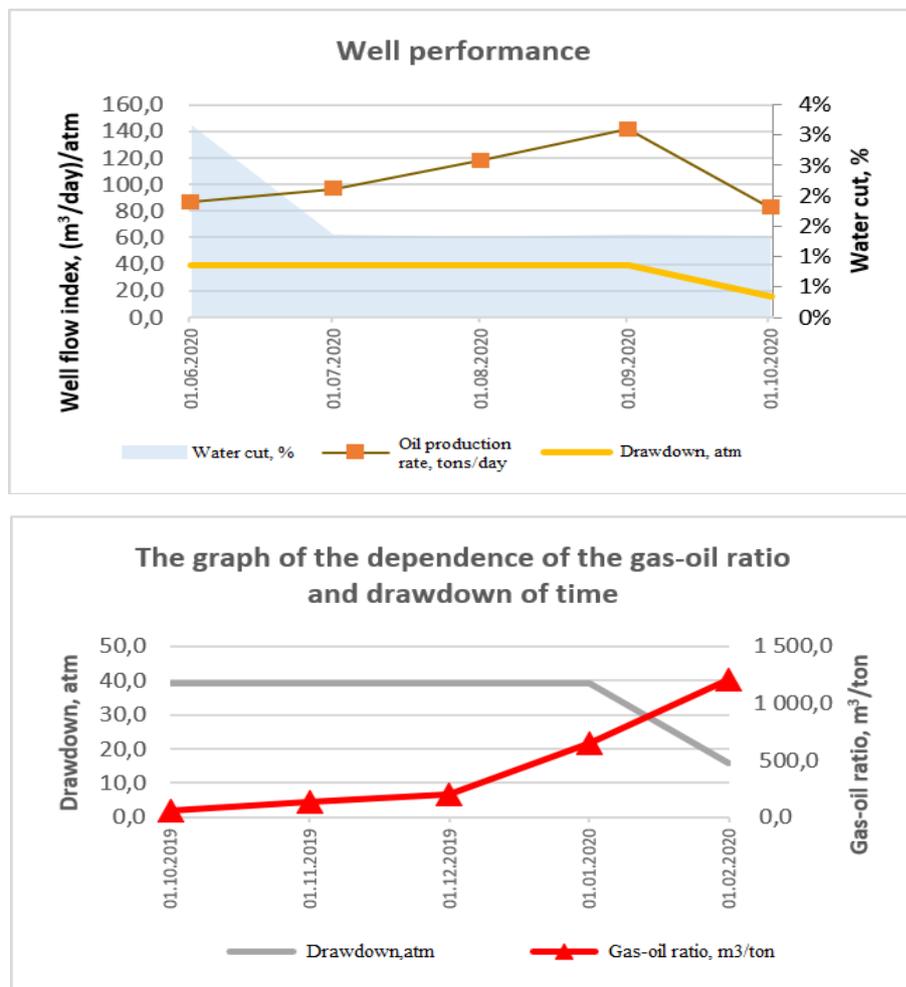


Fig. 46 Operating parameters graphs of the well No. 10

Well No. 4 was drilled in the gas and oil zone. An increase in the value of the gas factor and a decrease in oil production rate are noted. The reason is the

close location of the horizontal part of the wellbore to the gas-oil contact (about 1 meter). This location is unsafe (Figure 47). According to Chan's plot, it is difficult to determine the reason for the increase in the gas factor, but due to the presence of these geological features, the more likely reason for the increase in the gas factor is the gas coning due to the proximity of the toe of the horizontal wellbore to the gas-oil contact. In this case, it is proposed to sidetracking into this zone of the productive formation and install the inflow control device. Another solution is to drill the wellbore at the lower elevations of the oil-saturated reservoir.

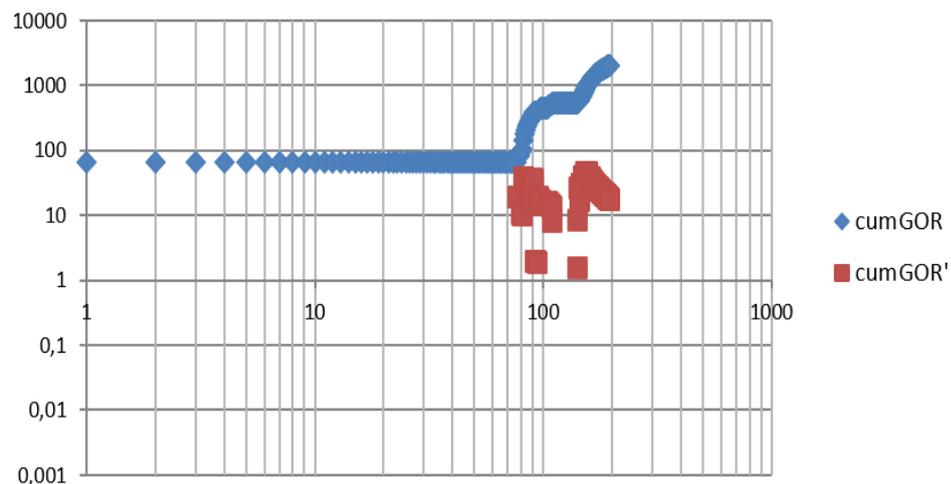
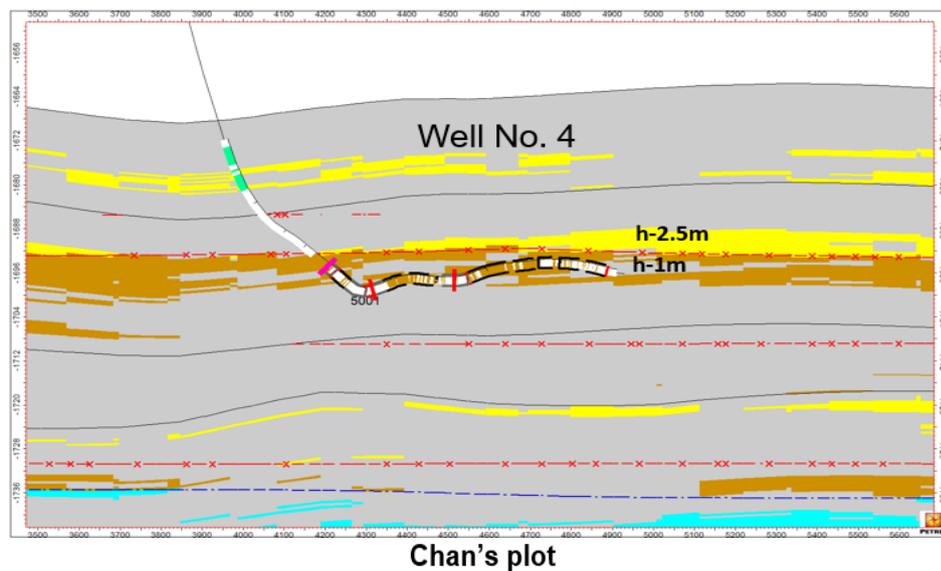


Fig. 47 Well column No. 4 and the Chan's plot

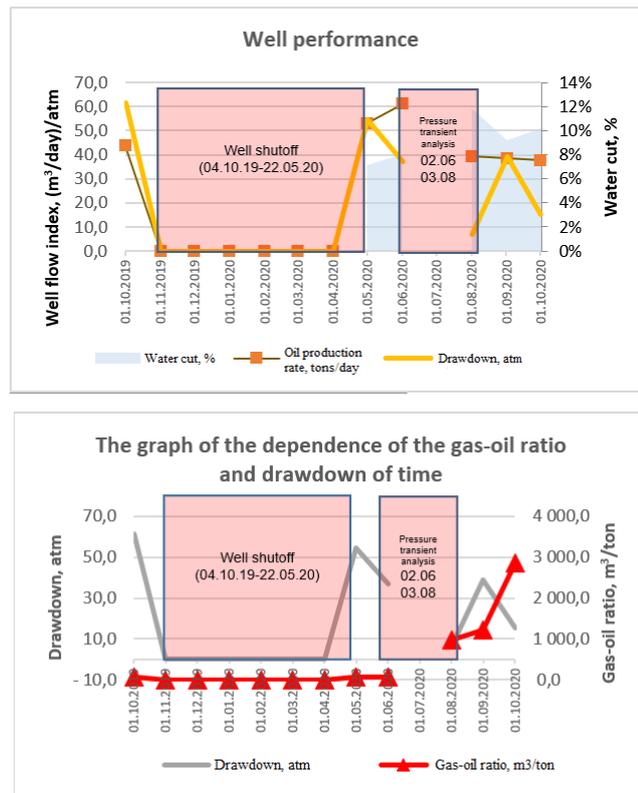


Fig. 48 Operating parameters graphs of the well No. 4

Conclusion

According to the Chan plots of the exploitation wells, it was revealed that the reason for the sharp increase in the GF value is the breakthrough of gas through the highly permeable interlayers of the productive formation due to the close location of the horizontal wellbore to the gas-oil contact and the formation of gas coning.

To avoid the occurrence of such situations, it is necessary to monitor reservoir pressure and bottom hole one. The early decision includes work at the optimal drawdown, that is, the selection of such a value, due to which the likelihood of pulling the gas-oil contact boundary to the bottomhole. In the case of a sharp increase in the value of the gas factor, the drawdown is reduced by increasing the value of the bottomhole pressure. This action is performed by changing the head-capacity curve of electric submersible pumps (ESP). This leads to a decrease in the oil production rate, but from economic feasibility the presented solution will be more effective than allowing ESP to stop due to pump overheating, or the complete gas breakthrough without the possibility of the oil production.

REFERENCES

Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots // SPE 30775-MS. – 1995.
DOI:10.2118/30755-MS.