

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой РЭНГМ

\_\_\_\_\_ Н. Г. Квеско

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**АНАЛИЗ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА  
ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Научный руководитель \_\_\_\_\_ доцент, канд.техн.наук Е. В. Безверхая  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ А. М. Власов  
подпись, дата

Консультанты:

Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_ Е. В. Мусияченко  
подпись, дата

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ С. В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой РЭНГМ  
\_\_\_\_\_ Н. Г. Квеско  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту Власову Антону Михайловичу

Группа ГБ17-03Б

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти.

**Тема выпускной квалификационной работы:** «Анализ поддержания пластового давления на Ванкорском нефтегазовом месторождении»

Утверждена приказом по университету № 6346/с от 17.05.2021 г.

Руководитель ВКР Е.В. Безверхая, доцент, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Общее представление об поддержании пластового давления при эксплуатации нефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождений;
2. Характеристика объекта исследования;
3. Динамика разработки месторождения;
4. Анализ методов поддержания пластового давления, применяемых на объектах разработки, и пути увеличения энергетического состояния существующей системы ППД;
5. Безопасность и экологичность проекта.

Руководитель ВКР

Е. В. Безверхая

подпись

Заявление принял к исполнению

А. М. Власов

подпись

«\_\_» \_\_\_\_ 2021 г.

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ поддержания пластового давления на Ванкорском нефтегазовом месторождении» содержит 114 страниц, 39 рисунков, 29 таблиц, 79 использованных источников.

**ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, КОМПЕНСАЦИЯ ДОБЫЧИ, ОБВОДНЕННОСТЬ, НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА.**

*Объектом исследования является:* Технологии поддержания пластового давления на Ванкорском месторождении.

*Цель работы:* Анализ методов повышения эффективности системы ППД и их применение в условиях разработки объектов месторождения Х.

Для достижения указанной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Проведение литературного обзора современных технологий поддержания пластового давления, с учетом специфики и определяющих факторов развития месторождений углеводородов;
2. Постановка задачи исследования на основе исходных характеристик месторождения и продукции скважин;
3. Представление рекомендаций по повышению эффективности системы поддержания пластового давления для получения дополнительного дебита и снижения коэффициента обводненности скважинной продукции;
4. Анализ необходимых требований по обеспечению безопасности проводимых работ и экологичности проекта.

В процессе работы был проведен детальный анализ современных методов поддержания пластового давления, а также опыт отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний по применению методов. На основе полученных данных мониторинга участков поддержания пластового давления изложены рекомендационные мероприятия, направленные на повышение эффективности добычи углеводородов для Ванкорского нефтегазового месторождения.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Общее предоставление о поддержании пластового давления при эксплуатации нефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождений .....	8
1.1 Понятие и значение поддержания пластового давления .....	8
1.2 Принципиальная схема системы ППД.....	13
1.3 Обзор передовых предприятий, активно осуществляющие поддержание пластовое давление для повышения эффективности разработки месторождения .....	14
2 Характеристика объекта исследования и пластовых флюидов.....	22
2.1 Общие сведения о месторождении.....	22
2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения X.....	25
2.3 Физико-литологическая характеристика коллекторских и гидродинамических свойств продуктивных горизонтов .....	27
2.3.1 Долганский продуктивный уровень .....	27
2.3.2 Яковлевский продуктивный уровень .....	29
2.3.3 Суходудинский продуктивный уровень .....	33
2.3.4 Нижнихетский продуктивный уровень .....	34
2.3 Нефтегазоносность месторождения X .....	38
2.5 Состав и свойства пластовых флюидов .....	39
2.5.1 Пласт-коллектор Дл-I-III .....	39
3.5.2 Пласт-коллектор Як-I.....	40
2.5.3 Пласт-коллектор Як-II .....	42
2.5.4 Пласт-коллектор Як-III.....	42
2.5.5 Пласт-коллектор Як-III-VII.....	43
2.5.6 Пласт-коллектор Сд-IX.....	44
2.5.7 Пласт-коллектор Нх-I .....	45
2.5.8 Пласт-коллектор Нх-III-IV .....	47
2.6 Минерализация пластовых вод.....	48

3 Динамика разработки месторождения .....	50
3.1 Текущее состояние разработки.....	55
3.2 Анализ состояния фонда скважин и эксплуатации геологических объектов разработки.....	56
3.2.1 Объект Як-II.....	56
3.2.2 Объект Як-III-VII .....	56
3.2.3 Объект Нх-I.....	59
3.2.4 Объект Нх-III-IV.....	61
3.2.5 Объект Сд-IX .....	62
3.2.6 Объект Дл-I-III.....	62
4 Анализ эффективности системы поддержания пластового давления на нефтегазоконденсатном месторождении X .....	63
4.1 Система ППД объекта Як-III-VII.....	63
4.1.1 Геологические особенности строения пласта Як-III-VII .....	68
4.1.2 Ключевые проблемы системы ППД на объекте Як-III-VII и пути их решения .....	70
4.2 Система ППД объекта Нх-I.....	72
4.2.1 Геологические особенности строения пласта Нх-I .....	75
4.2.2 Ключевые проблемы системы ППД на объекте Нх-I и пути их решения	77
4.3 Система ППД объекта Нх-III-IV .....	80
4.3.1 Геологические особенности строения пласта Нх-III-IV .....	85
4.3.2 Ключевые проблемы системы ППД на объекте Нх-III-IV и пути их решения .....	88
5 Безопасность и экологичность .....	89
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	90
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	92
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	93

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	96
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	98
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	99
5.7 Экологичность проекта.....	101
Заключение .....	103
Список сокращений .....	104
Список использованных источников .....	105

## **ВВЕДЕНИЕ**

**Актуальность ВКР.** Одним из способов воздействия на нефтяной пласт для поддержания в нем давления с целью улучшения условий разработки и форсирования добычи нефти является нагнетание различных агентов [2, 12-14, 20]. Наиболее распространенным способом является закачка воды в пласт через нагнетательные скважины, что обеспечивает как поддержание пластового давления, так и организованное вытеснение нефти из пласта. Подготовка и закачка технологических жидкостей в пласт для целей поддержания пластового давления и повышения нефтеизвлечения по сути дела формируют крупную подотрасль в нефтегазовой отрасли. Достаточно отметить, что объемы закачки технологических жидкостей в несколько раз превышают объемы добычи нефти. Указанная сфера нефтегазодобычи обладает исключительно высокими резервами не только по части повышения нефтеизвлечения, но и с точки зрения энергосбережения процесса закачки технологических жидкостей в нефтяной пласт и отбора жидкости из пласта.

**Цель работы.** Анализ методов повышения эффективности системы ГПД и их применение в условиях разработки объектов месторождения X.

Для достижения указанной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Проведение литературного обзора современных технологий поддержания пластового давления, с учетом специфики и определяющих факторов развития месторождений углеводородов;
2. Постановка задачи исследования на основе исходных характеристик месторождения и продукции скважин;
3. Представление рекомендаций по повышению эффективности системы поддержания пластового давления для получения дополнительного дебита и снижения коэффициента обводненности скважинной продукции;
4. Анализ необходимых требований по обеспечению безопасности проводимых работ и экологичности проекта.

**Объект исследования.** Объекты разработки месторождения X

**Предмет исследования.** Система поддержания пластового давления объектов разработки

**Практическая значимость.** Полученные результаты могут быть использованы в будущей деятельности для развития профессиональных компетенций с учетом требований профессиональных стандартов. Выпускная квалификационная работа может быть заложена в основу НИР при обучении в магистратуре по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

# **1 Общее представление о поддержание пластового давления при эксплуатации нефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождений**

## **1.1 Понятие и значение поддержания пластового давления**

Пластовое давление – это показатель величины давления, созданного посредством воздействия пластовых флюидов и вымещенного на определенной породе минералов, горных пород и т. д. Флюидами называют любые вещества, поведение которых в ходе деформации можно описать посредством использования законов механики для жидкостей (рисунок 1). Сам термин был введен в оборот научного языка приблизительно в середине семнадцатого века [5-7]. Им обозначали гипотетические жидкости, с помощью которых старались объяснить с физической точки зрения процесс образования горных пород.

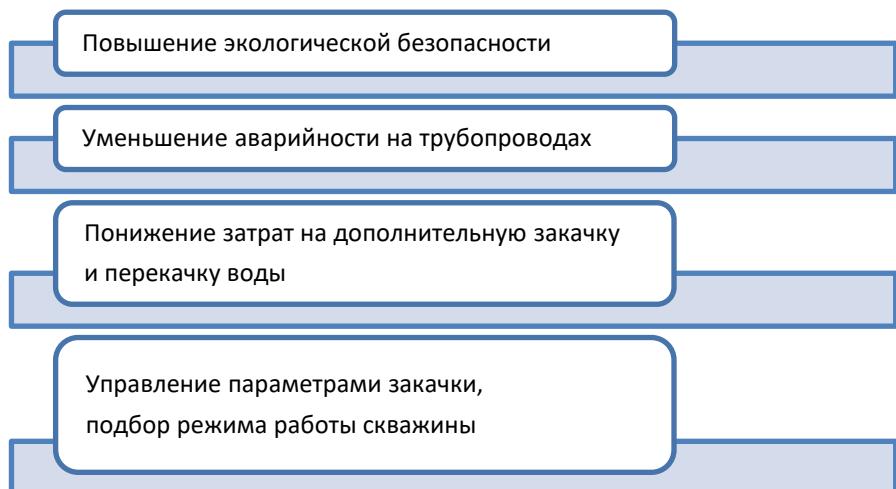
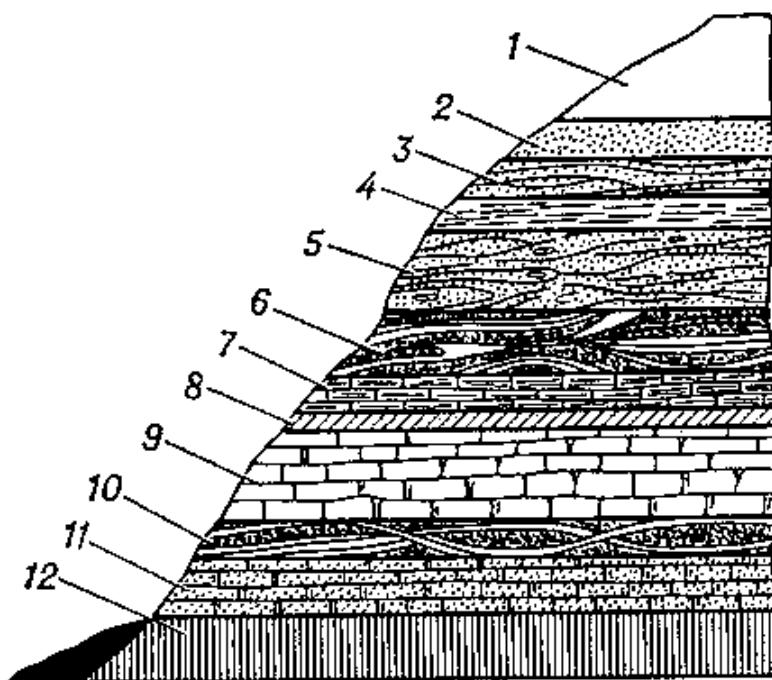


Рисунок 1 – Положительный характеристики при заводнении

Прежде чем приступить к разбору пластового давления, следует обратить внимание на некоторые важные понятия внимание, которые с ним связаны, а именно: пласт и его энергия. Пластом в геологии называют тело, обладающее плоской формой. Его мощность при этом гораздо слабее размера площади

распространения, в пределах которого она действует. Также данный показатель мощности обладает рядом однородных признаков и ограничивается набором параллельных поверхностей, как малых, так и больших: кровля – верх и подошва – низ. Определение силового показателя можно определить посредством нахождения кратчайшего расстояния между подошвой и кровлей [2, 7, 11].

Пласти могут образовываться из нескольких прослоек, принадлежащих различным породам и связанных между собой. Примером может служить угольный пласт с имеющимися слоями аргиллитов. Нередко терминологическую единицу «пласт» применяют при обозначении стратифицированных скоплений полезных ископаемых, таких как: уголь, залежи руды, нефти, а также водоносные участки. Складывание пластов происходит посредством накладывания друг на друга различных осадочных пород (рисунок 2), а также вулканогенных и метаморфических горных.



1 — белый мел; 2 — кварцевый песчаник; 3 — песчанистая глина; 4, 5, 6 — песчаник с различными прослойями; 7, 8, 9, 10 — известняк с прослойами гипса и др.; 11 — рухляки; 12 — оолитовый известняк

Рисунок 2 – Горизонтальное залегание осадочных пород

Пластовое давление тесно связано с понятием пластовой энергии, которая является характеристикой возможностей пластов-коллекторов и заключенных в них флюидов, например: нефти, газа или воды. Важно понимать, что ее значение базируется на том, что все вещества внутри пласта находятся в состоянии постоянного напряжения, обусловленного горным давлением [8-9].

Пластовое давление – это крайне важный параметр, который характеризует энергетические возможности пластов, несущих в себе водные или нефтегазовые ресурсы. В процессе его формирования участвуют несколько видов давления [10]. Все они ниже будут перечислены: - гидростатическое пластовое давление; - избыточное газовое или нефтяное (сила Архимеда); - давление, что возникает вследствие изменений размерной величины объема резервуара; - давление, возникающее благодаря расширению или сжатию флюидов, а также изменению их массы.

Понятие пластового давления включает в себя две его разные формы:

1. Начальное – исходный показатель, которым обладал пласт до вскрытия его резервуара под землей. В некоторых случаях оно может сохраняться, то есть не нарушаться вследствие воздействия техногенных факторов и процессов.

2. Текущее, которое также называют динамическим.

Если сравнивать пластовое давление с условным гидростатическим (давлением столба пресной жидкости, высотной от показателя дневной поверхности до точки замера), то можно сказать, что первое делится на две формы, а именно, аномальную и нормальную. Последняя пребывает в непосредственной зависимости с глубиной залегания пластов и продолжает расти, приблизительно на 0,1 Мпа за каждые десять метров [12-14].

ПД в нормальном состоянии является равным гидростатическому давлению водяного столба, с плотностью, равной одному грамму на  $\text{см}^3$ , от пластовой кровли до земной поверхности по вертикали. Аномальным пластовым давлением называют любые формы проявления давления, которые отличаются от нормального [15].

Существует 2 вида аномального ПД, о которых сейчас будет рассказано.

Если ПД превышает гидростатическое, т. е. то, в котором давление столбца воды обладает показателем плотности, равным  $103 \text{ кг}/\text{м}^3$ , то его называют аномально высоким (далее АВПД). Если показатель давления в пласте ниже, то его именуют аномально низким (далее АНПД) [16].

Аномальное ПД находится в система изолированного типа. В настоящее время однозначного ответа на вопрос о генезисе АПД не существует, так как здесь мнения специалистов расходятся. Среди главных причин его образования находятся такие факторы, как: процесс уплотнения пород глины, явление осмоса, катагенетический характер преобразования породы и включенных в нее органических соединений, работа тектогенеза, а также наличие геотермической среды в недрах земли. Все перечисленные факторы могут становиться преобладающими между собой, что зависит от строения геологической структуры и исторического развития региона. Однако большая часть исследователей полагает, что важнейшей причиной того или иного формирования пласта и наличия в нем давления, является фактор температуры. Это основано на том, что тепловой коэффициент расширения любого флюида в изолированной породе превышает во много раз этот же показатель у минерального ряда компонентов в породе гор [17].

АПД устанавливается вследствие проведения бурения в различных скважинах, как на суше, так и на территории акваторий. Это связано с постоянным поиском, разведкой и разработкой залежей газа и/или нефти. Обычно их находят в довольно большом интервале уровня глубин. Где крайне глубоко на дне, чаще можно встретить аномальное высокое пластовое давление (от четырех км и больше). Чаще всего такое давление будет превышать гидростатическое, приблизительно в 1,3 – 1,8 раз. Иногда встречаются случаи от 2 и до 2.2; в таком случае они чаще всего не способны достигнуть превышения геостатического давления, которое оказывает вес вышележащей породы [15-18]. Крайне редко можно встретить случай, в котором на большой глубине можно зафиксировать АВПД равное или превышающее значение

геостатического давления. Предполагается, что это обусловлено воздействием различных факторов, таких как: землетрясение, грязевой вулкан, возрастание солянокупольной структуры [19].

ПД постоянно меняется по мере распространения пласта и увеличению глубины залежей нефти или газа. Также оно возрастает вследствие роста мощности водоносного горизонта. Сопоставляется такое давление только с какой-либо одной плоскостью, а именно уровнем, первоначальным положением водонефтяного контакта. Показатели таких приборов, как манометр, показывают результаты лишь для зон пониженного типа.

Если говорить конкретно о пластовом давлении скважины, то под этими словами подразумевают величину скопления полезных ископаемых, находящихся в пустотах земли. Причиной такого явления послужило случайное наличие возможности у основной части пласта выйти на поверхность. Процесс напитки пласта осуществляется, благодаря образовавшимся отверстиям [11-14].

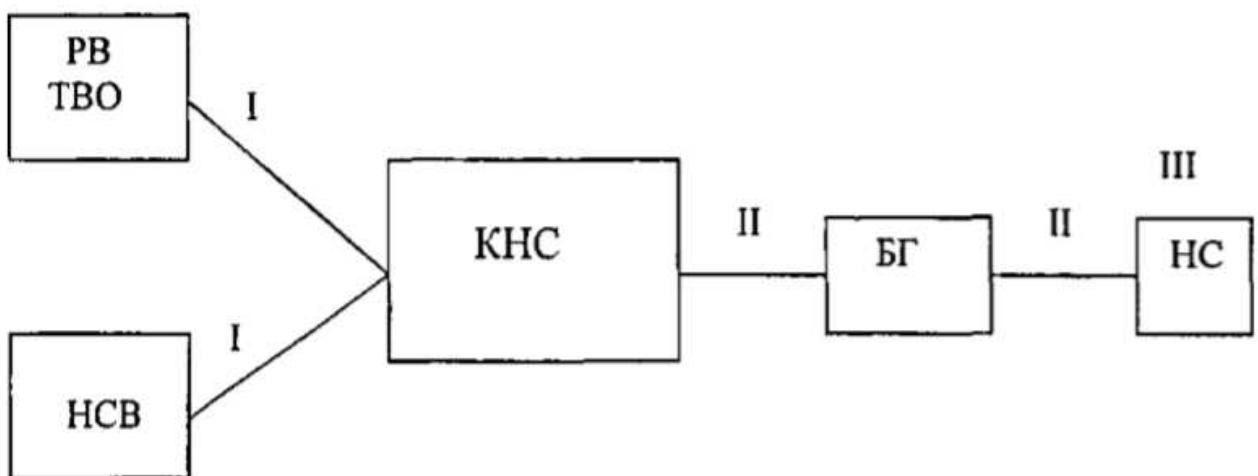
Система поддержания пластового давления – это технологический комплекс, состоящий из оборудования, что требуется для проведения работы по подготовке, транспортировке и закачке агента, выполняющего усилие, необходимое для проникновения в пространство пласта с нефтью. Теперь перейдем непосредственно к конкретике [16].

Поддержание пластового давления выполняется системой, включающей в себя:

- объекты для различного типа закачек, например, воды внутрь пласта;
- подготовку всасываемой воды до состояния кондиций;
- надзор за качеством воды в системах ППД;
- слежение за выполнением всех требований к технике безопасности, а также проверку уровня надежности и герметичности в устройстве системы эксплуатации промыслового водовода;
- использование водоподготовительного цикла в замкнутом виде;
- создание возможности для изменения параметров, отвечающих за режим закачки воды из полости скважины.

## 1.2 Принципиальная схема системы ППД

Современная система ППД представляет собой сложный технологический комплекс, включающий оборудование, трубопроводные коммуникации, нагнетательные скважины. Объекты системы ППД рассредоточены на больших площадях и связаны гидродинамически в единую систему [7-9]. На рисунке 3 представлена упрощенная типовая схема системы ППД.



РВ – резервуар вертикальный; ТВО – трубный водоотделитель; НСВ – насосная станция водоподъема; КНС – кустовая насосная станция; БГ – блок напорной гребенки; НС – нагнетательные скважины; I – низконапорные водоводы; II – высоконапорные водоводы; III – нагнетательные скважины

Рисунок 3 – Типовая схема системы ППД

Как показано на схеме, укрупнённо её можно разделить на 3 элемента, в том числе на кустовую насосную станцию, трубопроводные коммуникации, нагнетательные скважины.

СППД в себе несет три основные системы: нагнетательную для скважины, трубопроводную и распределительную и по закачке агента. Также включено оборудование по подготовке агента, эксплуатируемого для проведения закачки [12-13, 17].

### **1.3 Обзор передовых предприятий, активно осуществляющие поддержание пластовое давление для повышения эффективности разработки месторождения**

АО «Оренбургнефть» – нефтедобывающее предприятие, которое ведёт свою деятельность на 205 лицензионных участках на территории Оренбургской, Самарской и Саратовской областей [1]. В разработке находятся 168 месторождений. Более половины всех запасов сосредоточено на 10 крупнейших месторождениях, среди них Росташинское, Сорочинско-Никольское, Гаршинское, Покровское, а также месторождения Волостновско-Землянской группы. Накопленная добыча предприятия превышает 618 млн тонн нефти [1-3].

Специалисты АО «Оренбургнефть», дочернего общества «Роснефти», провели успешные опытно-промышленные испытания инновационной технологии освоения трудноизвлекаемых запасов.

Технология (рисунок 4) заключается в термогазохимическом воздействии раствором смесей, которые, под влиянием активирующего вещества, запускают химическую реакцию внутри пласта [1-2].

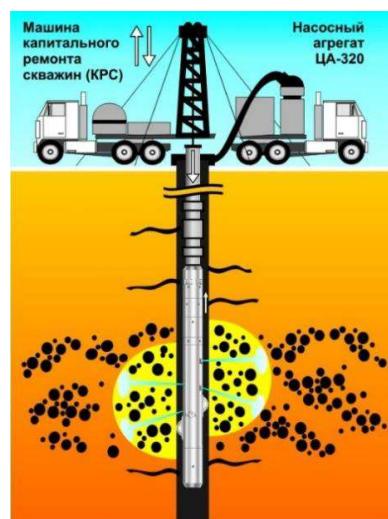


Рисунок 4 – Схема проведения мероприятий интенсификации притока

Такое мероприятие включает в себе остановку скважины и установка оборудования капитального ремонта скважин (далее КРС). С помощью насосного агрегата раствор смесей закачивается в пласт через оборудование КРС. Под воздействием температуры снижается вязкость нефти, увеличивается её подвижность, что позволяет существенно повысить нефтеотдачу пласта. Кроме того, резкое выделение большого количества газов вызывает изменения внутри пласта и позволяет включить в эксплуатацию участки с неподвижной или малоподвижной нефтью [6-8].

Продолжительность эффекта после обработки призабойной зоны сохраняется более 8 месяцев. Технология была испытана на пластах Бобровского и Скворцовского месторождений и подтвердила свою технологическую и экономическую эффективность. В результате проведённых работ суммарно только на двух опытных скважинах дополнительно было получено более 2 тыс. тонн нефти [1].

В настоящее время в НГДУ «Прикамнефть» 67% месторождений разрабатываются с применением системы поддержания пластового давления (рисунок 5), в качестве агента закачки в основном используются как подтоварная сточная вода, так и пресная. С 2006 года для закачки стала активно использоваться минерализованная вода, добываемая из подземных водоносных горизонтов, коэффициент вытеснения нефти этим агентом на 10% больше, чем у пресной воды [5].



Рисунок 5 – Нагнетательная скважина в НГДУ «Прикамнефть»

Пресная вода в целях ППД до 2007 года применялась на шести месторождениях из 14-ти. Использование пресной воды для поддержания пластового давления во многом, изначально было обусловлено следующими факторами: отсутствие экономической целесообразности организации предварительного сброса попутно добываемой воды на месторождении, так же отсутствие возможности транспортировки этой воды от других источников, из-за достаточно большой разбросанности установок предварительного сброса и подготовки воды, так же ввиду её возможной несовместимости [7].

Пресная вода при закачке безусловно отрицательно воздействует на продуктивные нефтеносные пластины, способствует: насыщению пластов кислородом, снижению температуры продуктивных пластов, разбуханию глинистых пород девонских отложений, снижению фильтрационных свойств пластов, заражению пластов сульфатовосстанавливающими бактериями.

Основным и наиболее правильным решением в этой ситуации является перевод системы ППД на закачку через нагнетательные скважины пластовой воды, добываемой непосредственно на месторождении с помощью водозаборных скважин, то есть организация системы межскважинной перекачки (МСП) изображенной на рисунке 6 [6].

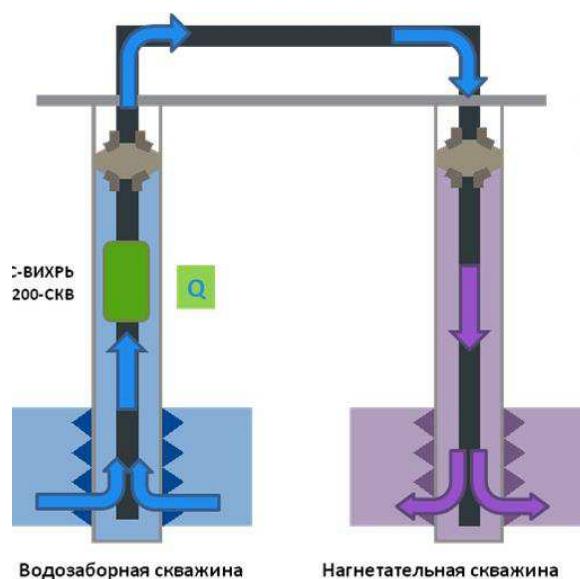
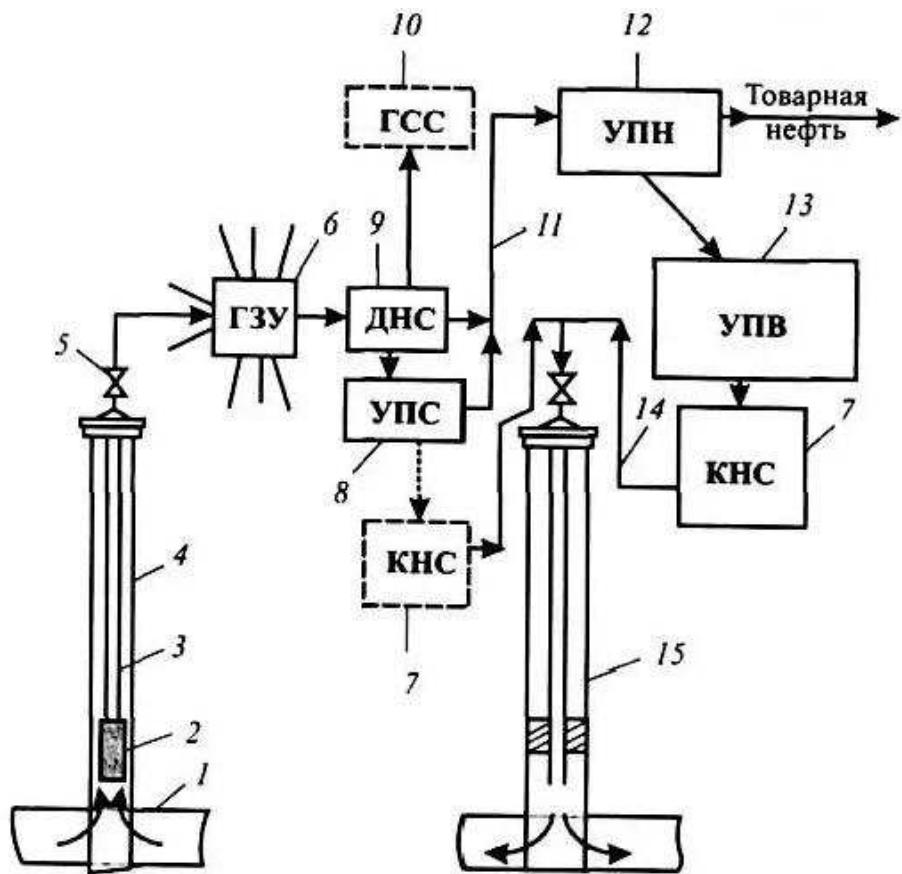


Рисунок 6 – Типовая схема системы межскважинной перекачки

МСП так же явилось очень удобным оружием при организации ППД на удаленных от основных промысловых объектов и коммуникаций участках, где экономически крайне невыгодно организовывать традиционную систему ППД с применением КНС.

Для изменения ситуации, с целью стабилизации процесса разработки путем интенсификации геологически изолированных нефтеносных объектов и отказа от закачки пресной воды переводом закачки на систему МСП в НГДУ «Прикамнефть» в 2006 году были разработаны соответствующие мероприятия, с привлечением определенных инвестиций. В течение трех лет они были реализованы на шести месторождениях. К концу 2009 года количество участков, разрабатываемых с применение технологии МСП достигло 20-ти, а количество нагнетательных скважин, задействованных для закачки пластовой минерализованной воды уже составляет 12% от эксплуатационного фонда нагнетательных скважин [9-12].

Применение подземных вод позволяет значительно упростить общепринятые схемы внешнего водоснабжения и закачки воды в нефтяные пласти. В результате сокращается время развития мощностей заводнения, быстро достигаются необходимые объемы закачки воды, создаются условия для высоких темпов добычи нефти. Использование МСП позволяет круглогодично проводить контроль за разработкой (особенно зимой на участках где ранее велась закачка пресной воды), особенно это явно ощущимо при разукрупнении объектов ППД, замене системы закачки насосами КНС на закачку технологией МСП [13]. На рисунке 7 изображена принципиальная схема системы сбора скважинной продукции с системой ППД.



1 – продуктивный пласт; 2 – скважинный насос; 3 – подъемные трубы; 4 – обсадная колонна;  
 5 – устье добывающей скважины; 6 – групповая замерная установка; 7 – кустовая насосная станция; 8 – установка предварительного сброса воды; 9 – дожимная насосная станция; 10 – газопровод; 11 – трубопровод для водонефтяной смеси; 12 – установка подготовка нефти; 13 – установка подготовка воды; 14 – водовод; 15 – нагнетательная скважина

Рисунок 7 – Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции с системой ППД

Подобные мероприятия были реализованы на Контузлинском и Зычбашском месторождениях НГДУ, здесь полностью были выведены из эксплуатации две КНС, оборудованные высоконапорными центробежными насосами ЦНС 63x1400 [11].

Месторождения в полном объеме переведены на девять контролируемых через систему телеметрии установок межскважинной перекачки. На лицо явный эффект применения пластовой минерализованной воды: скважины

добывающего фонда Контузлинское месторождение по истечению двух лет эксплуатации совсем не нуждаются в ремонтах, направленных на очистку ГНО от солеотложений. Плотность добываемой жидкости увеличилась, вытесняющие свойства пластовой воды однозначно ведут к стабилизации нефтеотдачи продуктивных пластов. Так же по обоим месторождениям в плане системы ППД были активно снижены эксплуатационные затраты на добычу и перекачку пресной технической воды в объеме 1000 тыс. м<sup>3</sup> в год, сокращена покупка пресной технической воды на 500 тыс.м<sup>3</sup> в год. Регулирование процессов разработки сильно упростилось, ввиду маневренности данного типа технологии поддержания пластового давления, появилась возможность циркулировать без увеличения энергозатрат на штуцерование [9].

Так же активно технология межскважинной перекачки внедрялась на Первомайском месторождении (рисунок 8), в период 2006 – 2008 гг внедрено пять участков в местах, затрудненных для организации ППД традиционным методом и на Кадыровском месторождениях в период с 2008 по 2009 год [7].



Рисунок 8 – Система ППД Первомайского месторождения

Системы ППД Кадыровского месторождения полностью организована способом МСП с закачкой в восемь нагнетательных скважин, при добыче из двух доноров. В 2009 году на одном из вновь введенных участков

Кадыровского месторождения реализована технология МСП совместно с одновременно раздельной закачкой (ОРЗ). Здесь пластовая высокоминерализованная вода добывается из скважины №2258 и через нагнетательную скважину №2260 по двум колоннам НКТ закачивается в ранее вскрытый пласт и в приобщенные продуктивные горизонты. Эффект от внедрения этого мероприятия очевиден, это дополнительная добыча нефти [18-19].

Самый производительный узел межскважинной перекачки организован на Бахчисарайском месторождении, здесь из скважины №3199, оборудованной установкой ЭЦНМ5А 400x850 питаются двенадцать нагнетательных скважин, суммарный объем закачки достаточно большой.

Количество введенных объектов ППД в эксплуатацию отражено в таблице 1.

Таблица 1 – Количество введенных объектов ППД в эксплуатацию

Наименование	Внедрение	2006 год	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год
Кол-во участков МСП	- внедлено в год	1	12	1	6	3
	- с начала внедрения		13	14	20	23
Кол-во обвязанных нагнетательных скважин	- внедлено в год	2	34	3	16	10
	- с начала внедрения	-	36	39	55	65

Все 100% участков МСП организованы по классической схеме, скважина в скважину, без применения дополнительного дожима перекачиваемой жидкости промежуточными насосными установками, что однозначно оптимизирует энергопотребление. Все водозаборные скважины – доноры оборудованы станциями управления ЭЦН «РУМБ» с выводом информации контроля параметров работы скважин в ТМ ППД и частично в АСУ ТП «ПроТок», 100% скважин контролируется в плане энергопотребления. Так же реализован контроль за скважинами нагнетательного фонда, здесь расход

закачиваемой жидкости и давление на устье контролируется с помощью КИПиА, параметры выводятся в ТМ ППД и в АСУ ТП «ПроТок». В 2010 году планировалось продолжать начатую работу по внедрению технологии МСП и ввести ещё три участка с организацией закачки в десять нагнетательных скважин, все эти участки расположены опять же в удаленных местах, недоступных для традиционного ППД. Кроме того, планируется внедрить схему внутрискважинной перекачки жидкости на Кадыровском месторождении [13-15].

Анализ работы системы ППД крупнейших нефтяных компаний показывает, что её эффективность в первую очередь зависит от технического уровня и режимов работы, применяемых на КНС насосов. На втором месте по влиянию на эффективность системы ППД находится техническое состояние и режимы работы нагнетательных скважин.

## 2 Характеристика объекта исследования и пластовых флюидов

Для анализа методов поддержания пластового давления и формирования рекомендационных мероприятий для повышения эффективности добычи нефти и газа мной было выбрано Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение.

### 2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение X было открыто в 1988 году на территории Туруханского района Красноярского края и северной части Дудинского района Долгано-Ненецкого автономного округа. Основными драйверами для коммуникации с внешним миром являются город Дудинка, находящаяся в 140 км к Северо-Востоку, Поселок Туруханск и город Игарка, расположенные в 300 км к Юго-Западу (рисунок 9) [23].

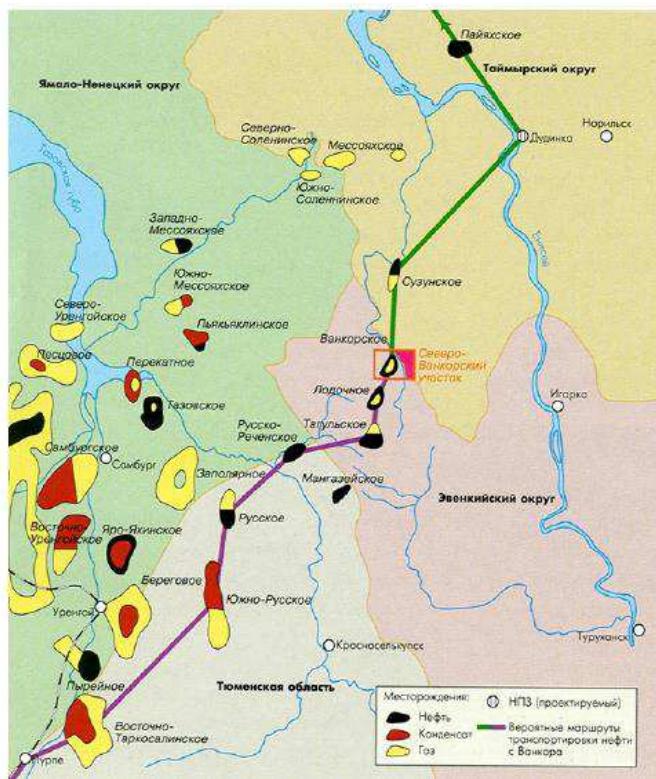


Рисунок 9 – План расположения месторождения X

В 2003 году лицензию на освоение месторождения приобрела ОАО НК «Роснефть», на следующий год создав дочернее общество ЗАО «Ванкорнефть», после чего началась интенсивная разработка месторождения [24].

Месторождение довольно крупное - площадь составляет 447 кв. км.

В рельефе преобладают равнины, с преобладающими высотами в 20-60 м, максимальной высотой в 100 м.

Площадь равнины изобилует болотами, многочисленными озерами и реками.

Средняя температура верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием теплообмена с атмосферой и составляет минус 2,5°C.

Климат резко континентальный:

- со стороны Северного Ледовитого океана в течение всего года наблюдаются холодные арктические ветры;
- достаточно продолжительная зима около 8-9 месяцев, с коротким умеренно теплым летом;
- температура воздуха нестабильна, наблюдаются резкие перепады, как суточные, так и годовые;
- средняя температура в течение года -10°C;
- средняя температура самых холодных месяцев (декабрь, январь, февраль) -26°C, а иногда в отдельные дни температура опускается ниже до 57°C;
- снежный покров образуется уже в октябре, средняя толщина 2м;
- таяние снежного покрова начинается ближе к середине мая, а завершается к середине июня;
- наибольшее количество осадков выпадает в августе или сентябре, среднегодовое значение 450мм;
- средняя скорость ветра 5-7 м/с, максимальная же достигает значения в 25 м/с;
- месторождение находится на территории, приуроченной к зоне многолетнемерзлых горных пород с толщиной 450-480м.

Район населен слабо, плотность населения менее 1 человека на км<sup>2</sup> – крупных населенных пунктов рядом нет. На юго-востоке, в 180 км от месторождения, находится ближайший населенный пункт - город Игарка. В данном городе находится аэропорт, который используется для доставки на месторождения грузов и персонала. Кроме этого поблизости находятся продовольственная база Сузунберег в 138 км, Ванкор-берег в 18 км, Прилуки в 230 км и Геологический в 256 км [25-28].

Транспортные сети не развиты в данном районе. Железнодорожный транспорт может доставлять грузы и персонал либо до города Красноярск, либо до станций Пурпэ и Коротчаево, далее перемещение возможно по воде или по зимней дороге. План размещения транспортных коммуникаций представлен на рисунке 10 [29].

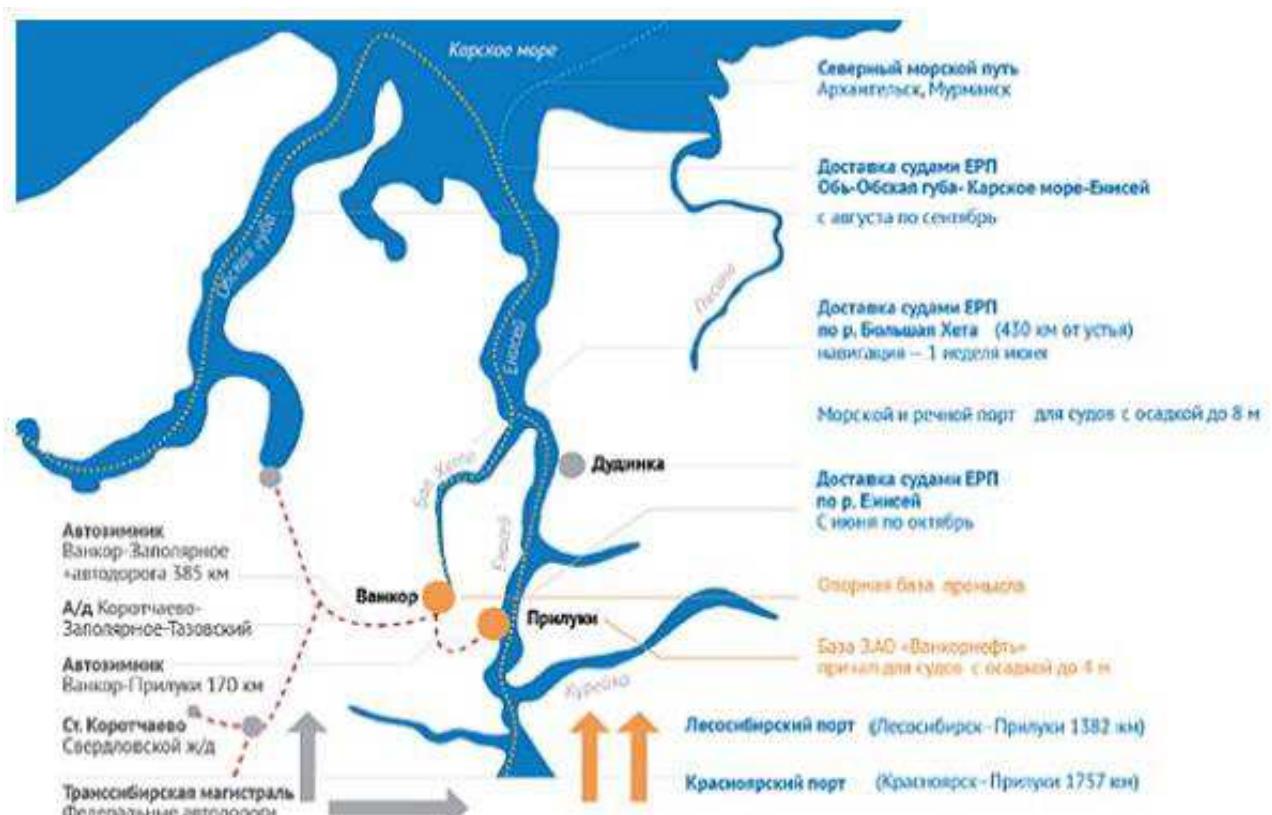


Рисунок 10 – План размещения транспортных коммуникаций

## 2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения X

В геологическом строении Ванкорского НГКМ выделены участки следующих возрастов:

- метаморфические архейско-среднепротерозойского;
- осадочные образования раннего, среднего и позднего палеозойского;
- осадочные образования мезозойско-кайнозойского возраста.

Геологический разрез представлен песчано-глинистыми отложениями мелового возраста.

Выделяют 7 основных, продуктивных пластов:

- один пласт долганской свиты «Дл-I-III»;
- три пласта яковлевской свиты «Як-I», «Як-II», «Як-III-VII»;
- один пласт суходудинской свиты «Сд-IX»;
- два пласта нижнекетской свиты «Нх-I», «Нх-III-IV» [30].

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название	Индекс	
1	2	3	4	5
0	11	Четвертичные отложения	Q	1,15
5	41	Верхний +средний кембрий Верхоленская свита	$\epsilon_{3+2}$ $\epsilon_{3+2}vl$	1,3
41	183	Средний+нижний кембрий Литвинцевская свита	$\epsilon_{2+1}$ $\epsilon_{2+1}lt$	1,1
183	507	Нижний кембрий	$\epsilon_1$	
307	387	Ангарская свита Траппы	$\epsilon_{1an}$ T	1,15 1,03
507	625	Булайская свита	$\epsilon_{1bl}$	1,05
625	1022	Бельская свита	$\epsilon_{1bs}$	
625	798	Верхнебельская подсвита	$\epsilon_{1bs3}$	1,3
798	1022	Средне+нижнебельская	$\epsilon_{1bs2+1}$	1,1
1022	1377	Усольская свита	$\epsilon_{1us}$	-

Породы-коллекторы долганской свиты представлены слабосцементированными кварц-полевошпатовыми песчаниками, реже алевролитами. Цемент порово-пленочного, базальтового типа; по минеральному составу хлорит-каолинит-гидрослюидистый. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Породы коллекторы яковлевской свиты представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками, реже алевролитами. Цемент по типу базально-поровый, пленочно-поровый, контактово-поровый; по составу хлорит-гидрослюдисто-каолинитовый. Толщина отложений свиты 432-441 м.

Породы-коллекторы суходудинской и нижнехетской свит представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитовый, иногда с примесью кальцита; по типу пленочно-поровый, реже базальный и контактово-поровый. Толщина свит довольно выдержанная и составляет 548-588 м и 441м соответственно.

Вскрытие продуктивных интервалов разреза и проведение ГИС в разведочных скважинах осуществлялось, в основном, на пресном глинистом растворе с удельным весом 1,17-1,32 г/см<sup>3</sup> и удельным электрическим сопротивлением до 5,0 Ом [28].

При бурении эксплуатационных скважин использовались следующие виды буровых растворов: KCl, CaCl, PolyPlus, Boremax, KCl-полимерный, полимер-глинистый и полимер-карбонатный [31].

Геолого-физическая характеристика продуктивных отложений представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-физическая характеристика продуктивных отложений

Параметр	Пласт - коллектор						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-II-IV
Средняя глубина залегания, м	980	1572	1610	1601	2406	2632	2756
Ср. пласт. давления, МПа	9,6	15,8	15,8	15,9	23,65	25,9	27,28
Ср. пласт. температуры, 0С	11,8	30,2	30,2	31,8	54,5	57,14	62,8
Площадь нефтегаз-ти	236500	23398	52520	256480	20996	314920	292410

## **2.3 Физико-литологическая характеристика коллекторских и гидродинамических свойств продуктивных горизонтов**

Анализ физико-литологических характеристик пород-коллекторов проводился на основании данных полевого макроскопического описания керна и лабораторных исследования образцов, а именно, гранулометрического, минералогического и петрографического.

Всего из отложений продуктивных пластов месторождении выполнено 4784 определений открытой пористости, 4814 определения проницаемости, 1453 определений остаточной водонасыщенности [32].

В продолжении раздела 1.3 рассматривается физико-литологическая характеристика пород-коллекторов продуктивных пластов долганского, яковлевского, суходудинского и нижнехетского уровней.

### **2.3.1 Долганский продуктивный уровень**

В кровле долганской свиты выделяются три песчаных пласта-коллектора:

- Дл-I;
- Дл-II;
- Дл-III.

Все они объединяются в продуктивный пласт-коллектор «Дл-I-III».

Объединение основано на особенностях фациального и литологического состава пластов, невыдержанности разделяющих их покрышек, что приводит к гидродинамическому единству резервуара. Единый ГВК подтверждает единство коллекторов.

Керновый материал из пласта Дл-I-III отобран из скважин ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 [33].

Минералогический состав пород представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Минералогический состав пород пласта-коллектора Дл-I-III

Название минерала	Содержание в отобранным керне, %
Кварц	60-62%
Полевые шпаты	33-36 %
Калиевые шпаты	Преобладает в составе 32-35%
Плагиоклаз	1-2%
Окисленные зерна глауконита	Встречаются
Хлорит	Встречаются
Слюдя	Встречаются в виде вкраплений

Согласно минералогическому анализу, состав породы-коллектора имеет полевошпатово-кварцевый характер. Цемент по минералогическому составу хлорит-каолинит-гидрослюдистый, реже карбонатный.

По типу:

- пленочный;
- поровый;
- контактовый;
- базальный.

По гранулометрическому составу в пластах-коллекторах преобладают зерна песчаной и алевритовой фракции, в покрышках – алевритовой и глинистой фракции.

Зерна полу-окатанные, средне и плохо отсортированные. Сумма песчаной фракции в породах-коллекторах варьирует от 10 до 30%, алевритовой – от 60 до 80 %, глинистой – от 8 до 20 %.

Открытая пористость пород-коллекторов изменяется от 21 до 36 %, проницаемость – от 3 до  $4650 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

В целом открытая пористость пород алевролитов покрышки меняется от 1 до 30%. Покрышка неоднородная – проницаемость, определенная на образцах параллельных напластованию, варьирует в широких пределах – 25,7 –  $78,55 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

15 м<sup>2</sup>, на образцах перпендикулярных напластованию – 4,99–17,22\*10-15 м<sup>2</sup> [34].

### **2.3.2 Яковлевский продуктивный уровень**

Продуктивность яковлевской свиты связана отложениями надводной и подводной дельтовой равнины с отложениями приустьевого взморья – устьевыми барами, валами, отмелями. По простиранию пласти-коллекторы крайне не выдержаны по мощности, представляют собой прослаивание хорошо проницаемых песчаных пород с заглинизованными песчаниками и алевролитами, известковыми и сидеритовыми песчаниками и песчаными сидеритами.

В разрезе продуктивной части свиты выделяются пласти-коллекторы Як-I-VII, каждый из которых накапливался в определенных фациальных условиях.

Пласти-коллекторы Як-I–III выделяются в толще аллювиально-озерных отложений и связаны с русловыми и пойменными фациями. В зависимости от типа цемента отложения имеют литификацию: от слабой (глинистый цемент), практически пески, до крепких, плотных разностей (карбонатный цемент).

#### *Пласт-коллектор Як-I*

Керновый материал отобран из скважин СВн- 3, 4; Вн-10, 13, 16, 17; 112, 159, 184, 7Н, ВЛд-1[35].

Коллектор по большей части сложен песчаниками и алевролитами серого, светло-серого цвета, разнозернистыми.

Обломочный материал, которого в породе 50-80%, плохо сортированный, преобладает глинисто-пелитовая фракция. Обломки окатанные и полу-окатанные, по форме изометричные и удлиненные.

Минералогический состав породы-коллектора отражен в таблице 5.

Таблица 5 – Минералогический состав пород пласта коллектора Як-I

Название минерала	Содержание, в	Характеристика
-------------------	---------------	----------------

	отработанном керне, %	
Кварц	30-40 %	Зерна трещиноватые прозрачные, иногда замутненные глинистым минералом
Полевые шпаты	40-50 %	Большая часть имеет изрезанные, измененные края, интенсивно пелитизирована

Окончание таблицы 5

Название минерала	Содержание, в отработанном керне, %	Характеристика
Слюдя (мусковит, биотит)	Встречается	Полоски вытянутые, изогнутые, расположены в одном направлении (микро-слоистость)

Цемент большей частью глинистый, по типу контактовый и поровый. Часто в роли цемента выступают разрушенные полевые шпаты, измененные вторичными процессами.

Поровое пространство представлено порами от 0,04 до 0,1 мм, которые вытянуты по направлению слоистости. Присутствуют микротрещины, параллельные слоистости, как открытые, так и частично заполненные глинисто-битуминозным веществом.

Открытая пористость пласта коллектора составляет от 15 до 31 %, проницаемость –  $1,75-5630 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Покрышка представлена аргиллитами темно-серого цвета, тонкослоистыми, с редкими включениями обугленных растительных остатков.

Открытая пористость изменяется от 10,5 до 23,5 %. Проницаемость – от 0,01 до  $41,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

### *Пласт-коллектор Як-II*

Отложения представлены алевролитами и мелко-тонкозернистыми песчаниками светло-серого цвета с желтоватым оттенком.

Керн отобран из скважин 112, 138, 358, 7Н; ВЛд-1; Вн-10, 13, 16, 17, 7, 9; СВн-4 [30].

В породе преобладает глинисто-алевритовая фракция, степень сортировки средняя, обломки угловатые, частично слабо окатанные. Обломочного материала в породе 75-80 %, цементирующей массы 20-25 %.

Минералогический состав породы-коллектора отражен в таблице 6.

Таблица 6 – Минералогический состав пород пласта коллектора Як-II

Название минерала	Содержание, в отработанном керне, %	Характеристика
Кварц	40-45 %	-
Полевые шпаты	30-35 %	Зерна полевых шпатов частично, реже полностью серицитизированные и пелитизированные
Агрегатный кварц	Встречается 1-2 %	-
Слюдя (мусковит, биотит)	Редко	В виде чешуек от 0,07 до 0,2 мм. Отмечаются переходы биотита в гидрослюдю

Состав породы-коллектора полевошпатово-кварцевый.

Цемент глинисто-гидрослюдистого (с примесью битума), глинисто-карбонатного состава.

Открытая пористость пород-коллекторов изменяется в пределах от 17,7 до 30,7%, проницаемость – от 1,8 до  $1142 * 10-15 \text{ м}^2$ .

Покрышкой является вышележащая толща углисто-глинистых пород озерно-болотных фаций толщиной примерно от 2 до 12 м. Сложена переслаивающимися углистыми аргиллитами и алевролитами.

Аргиллиты черные, углистые, рассланцованные, очень хрупкие, легко крошатся.

Алевролиты светло-серые до темно-серых с различной слоистостью – горизонтальной, косой, волнистой, линзовидной, обусловленной намывом песчаного материала по плоскостям наслаждения. В породе содержатся прослои углей различной мощности [36].

Открытая пористость изменяется от 9,8 до 18%.

Проницаемость – от 0,08 до  $10 * 10-15 \text{ м}^2$ .

*Пласт-коллектор Як-III-VII*

Отложения пласта-коллектора связаны с фациями надводной и подводной дельтовой равнины, а также русел и пойм. Отложения литифицированные и слабо-литифицированные. Встречаются плотные, крепкие известковые разности вплоть до тонких прослоев известняков.

Минералогический состав породы-коллектора отражен в таблице 7.

Таблица 7 – Минералогический состав пород пласта коллектора Як- III-VII

Название минерала	Содержание, в отработанном керне, %	Характеристика
Кварц	44-66 %	-
Полевые шпаты	30-35 %	Полевые шпаты серicitизированные и пелитизированные, встречаются и чистые разности с микроволновой решеткой
Плагиоклазы	Встречается 1-2,5 %	-

Состав породы-коллектора полевошпатово-кварцевый

Продукты выветривания полевых шпатов наблюдаются в виде щеток на поверхности минералов, а также выполняют поровое пространство.

Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитового состава. По типу:

- поровый;
- базально-поровый;
- базальный;
- контактово-поровый;
- пленочно-поровый [33].

По гранулометрическому составу породы песчано-глинистые. Содержание песчаной фракции варьирует от 10 до 60 %. Обломочного материала до 80-95 %, цемента – 5-20 %.

Сортировка обломочного материала разная – от практически несортированной до средней, реже хорошей.

Открытая пористость пород-коллекторов изменяется в пределах от 11,6 до 34,2 %, проницаемость – от 1,89 до  $3594 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Покрышкой пласта является переслаивающаяся толща глинисто-углистых и глинисто-алевритовых пород, содержащих прослои углей. Толщина покрышки изменяется в пределах от 6 до 20 м.

Аргиллиты темно-серого цвета, глиноподобные, вязкие, углистые аргиллиты черного цвета, плитчатые, тонкогоризонтальнослойистые, алевролиты серые, местами до темно-серых, горизонтально - и косослоистые. Слоистость обусловлена наличием прослоев мелкозернистого песчаного материала серого цвета. В породе встречаются углистые прослои различной мощности. Открытая пористость изменяется от 1,18 до 15,9%. Проницаемость – от 0,04 до  $131,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  [38].

К северу месторождения хорошо отслеживается покрышка, разделяющая пласт-коллектор Як-III от пластика-коллектора Як-IV-VII. Она представлена толщей переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и их переходных разностей, содержащих прослои углей.

Аргиллиты черные, местами рассланцованные (хрупкие) с тонкими горизонтальными и косыми прослойками алевролитов. Алевролиты серые, местами до черного цвета, плитчатые, глинистые. По плоскостям напластования содержат намывы тонкозернистого песчаного материала. Открытая пористость изменяется от 8,4 до 20,9%.

Проницаемость не изучена.

### **2.3.3 Суходудинский продуктивный уровень**

#### *Пласт-коллектор Сд-IX*

Охарактеризован керновым материалом в скважинах 164, 165, 184, СВн-1[3].

Сложен мелкозернистыми песчаниками и алевро-песчаниками серого и светло-серого цвета, содержащими редкие тонкие прослойки углистого аргилита. Порода разной литификации: плотная, крепких карбонатизированных разностей и слабо-литифицированная, практически

пески. По вещественному составу в песчаниках до 80 % обломочного материала.

Минералогический состав породы-коллектора отражен в таблице 8.

Таблица 8 – Минералогический состав пород пласта коллектора Як- III-VII

Название минерала	Содержание, в отработанном керне, %
Кварц	45 %
Полевые шпаты	41-42 %
Обломки кремния, кварцевого песчаника	3-4 %

Зерна от угловатых до слабо окатанных, форма зерен изометричная, удлиненная, неправильно-таблитчатая.

В породе встречаются единичные чешуйки биотита и мусковита длиной до 0,5-0,35 мм.

Цементирующая масса по составу карбонаты - до 15 %, глинисто-гидрослюдистый материал от 3 до 7%, хлорит – 1%.

Открытая пористость пласта-коллектора Сд-IX от 15,6 до 26,9%, проницаемость от 2 до  $1800 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Покрышкой служат аргиллиты темно-серого или черного цвета, плотные, крепкие, горизонтально-линзовиднослоистые.

Слоистость образована тонкими прослойками и маленькими линзочками песчаного материала.

### 2.3.4 Нижнитетский продуктивный уровень

Продуктивными являются пласти Нх-I, III, IV, представляющими сложный комплекс, образованный сливающимися линейно вытянутыми алевропесчаными линзами.

*Пласт-коллектор Нх-1*

Сложен алевролитами, алевропесчаниками и тонкозернистыми песчаниками, серого и светло-серого цвета, горизонтально-, косо- и линзовиднослоистыми. Слоистость обусловлена тонкими прослойми аргиллитов темно-серого цвета. По плоскостям напластования намывы углистого материала, темной и светлой слюды.

По гранулометрическому составу преобладает алевритовая фракция до 76 %, сумма песчаной фракции до 50-70 %, среди которой преобладает мелкозернистая фракция. Обломочного материала в породе 65-85 %, зерна от угловатых до слабо окатанных, по форме изометричные, вытянутые, таблитчатые.

Минералогический состав породы-коллектора отражен в таблице 9.

Таблица 9 – Минералогический состав пород пласта коллектора Як- III-VII

Название минерала	Содержание, в отработанном керне, %
Кварц	50 %
Полевые шпаты (преобладание калиево-полевых шпатов)	43-45 %
Обломки кремния, кварцево-углистого материала	2-4 %
Слюдя, преимущественно мусковит длиной от 0,3 до 0,35 мм и буровато-коричневый биотит от 0,3 до 0,4 мм	До 1%

Цемента в породе от 15 до 35 %, по типу поровый.

Состав минералов:

- глинисто-гидрослюдистые от 16 до 17%, иногда с примесью битума;
- хлорит от 2 до 3 %, светло-зеленого, цвета длиной 0,1-0,2 мм;
- карбонат (кальцит) от 1 до 10 %.

Присутствие карбонатного цемента ухудшает емкостные параметры песчаников пласта. В породе встречаются до 1 % пустых пор, размеры которых не превышают размер обломочного материала.

Открытая пористость пласта-коллектора Нх-І варьирует в пределах от 10 до 23 %. Проницаемость от 0,15 до  $1732 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Большой разброс значений проницаемости песчаников пласта объясняется плохой сортировкой

обломочного материала, увеличением карбонатного цемента в породе, зачастую исследованием только уплотненных образцов.

Покрышкой пласта являются отложения лагунного типа – тонкие, ритмично-слоистые алевролиты и аргиллиты и глинистые отложения открытого моря. Толщина покрышки, примерно от 30 до 50 м. Аргиллиты темно-серые до черных, некарбонатные, плотные, хрупкие. Алевролиты серые, глинисто-слюдистые и глинисто-карбонатные.

В породе встречаются намывы углистого материала и включения обломков углей.

Открытая пористость варьирует в пределах от 0,5 до 10 %, проницаемость от 0,001 до  $8 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

#### *Пласти-коллекторы Нх-III-IV*

Пласти-коллекторы Нх-III-IV интерпретируются как баровые тела, формирование которых происходило как в условиях прерывистого развития трансгрессий и регрессий, так и при кратковременной стабилизации уровня моря. Перемычкой между ними является пачка углисто-глинистых пород толщиной 2 м в южной части площади, к северу она опесчанивается [35].

На заключительном этапе формирования пласт Нх-IV представлял собой остров, породы которого отличаются улучшенными емкостными параметрами по сравнению с выше- и нижележащими отложениями пластов-коллекторов Нх-III и Нх-IV, в соответствии с этим отложения «островной» части пласта Нх-IV названы «супер коллектором»[37].

Породы пластов-коллекторов Нх-III-IV представлены переслаивающейся толщей алевро-песчаных пород с прослойками глинистых и карбонатных пород разной толщины. Порода светло-серого цвета с зеленоватым и буроватым оттенком, в разной степени карбонатизированная, глинистая. В песчаниках встречаются тонкие прослойки аргиллитов, обломки черных и коричневых глин, обломки фауны и кремнистых пород.

Породы «суперколлектора» сложены, преимущественно, однородными песчаниками светло-серого цвета, косослоистыми, с послойными включениями

углистого детрита, обломками углефицированной, слабо ожелезненной древесины, с рассеянными глинистыми окатышами.

По гранулометрическому составу сумма песчаной фракции в скважинах варьирует от 5 до 50 %, алевритовой фракции – от 30 до 60 %. Обломочного материала в породе – 60-85 %. Зерна от угловатых до слабо окатанных, в «суперколлекторе» – полу-окатанные и окатанные. Сортировка материала разная: от плохой до хорошей, в «суперколлекторе» – средняя и хорошая.

Минералогический состав пород-коллекторов отражен в таблице 10.

Таблица 10 – Минералогический состав пород пласта коллектора Нх-III-IV

Название минерала	Содержание, в отработанном керне, %	Характеристика
Кварц	35-55 %	-
Полевые шпаты	25-40 %	Среди полевых шпатов, в одних прослоях преобладают калиевые полевые шпаты, в других – плагиоклазы
Обломки агрегатного кварца, микрокварцита, эфузивы, филлиты	3-10 %	Среди обломков пород встречаются обрывки и обломки углистого материала
Слюдя преимущественно мусковит длиной от 0,3 до 0,35 мм и буровато-коричневый биотит от 0,3 до 0,4 мм	до 1 %	-

Цемент глинисто-гидрослюдистый (10-20%), карбонатный (1-20%), хлоритовый (1-2%). Карбонатный материал представлен, преимущественно, кальцитом, реже доломитом.

Минералогический состав пород суперколлектора отличается отсутствием карбонатного цемента, в связи с этим отмечается уменьшение объемной плотности пород в сравнении с породами пласта Нх-III-IV, не относящимися к породам суперколлектора.

Открытая пористость коллекторов меняется от 15 до 25 %, проницаемость – от 1 до  $2560 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Открытая пористость отложений «суперколлектора» пласта-коллектора Нх-IV меняется в пределах от 14,3 до 25 %.

Проницаемость изменяется от 1,8 до  $2695 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Покрышкой для пластов Нх-III-IV является региональный флюидоупор, представленный мощной толщей алевропелитовых пород морского генезиса, мощностью до 100 м. Порода серого и темно-серого почти черного цвета, глинисто-слюдистая, участками карбонатизирована.

Открытая пористость пород покрышки изменяется от 0,5 до 20%, проницаемость – от 0,001 до  $10,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

### 2.3 Нефтегазоносность месторождения X

Ванкорское месторождение уникально. Величина извлекаемых запасов составляет:

- 500 млн. тонн нефти и конденсата;
- 182 млрд. кубометров газа как свободного, так и растворенного.

В таблицах 11, 12 приведены значения запасов нефти, КИН по пластам-коллекторам Ванкорского месторождения. Данные значения утверждены государственной комиссией по запасам Российской Федерации в проектном и технологическом документе [32].

Таблица 11 – Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок

Объекты	Начальные геологические запасы газа, утвержденные ГКЗ Роснедра, млн м <sup>3</sup>	
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
Газ газовых шапок		
Як-III-VII	7872	913
Нх-III-IV	36885	2587
Общее количество	44757	3500
Свободный газ		
Дл-I-III	29722	14613

Як-I	1580	279
Як-II	768	3543
Общее количество	32070	18435

Таблица 12 – Состояние текущих запасов нефти на 01.01.2018 г.

Объекты	Текущие запасы нефти, тыс. тонн					Накопленная добыча на 01.01.2018 г.
	Геологические запасы		Извлекаемые запасы		KИН	
	A+B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	A+B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	доли. ед.	
Як-I	-	6088	-	1145	-	-
Як-II	349	14397	93	4705	-	84
Як-III	11049	-	4400	-	0,037	420
Як-III-VII	506786	-	170287	-	0,177	104715
Сд-IX	4609	-	1187	-	0,006	27
Hx-I	116957	-	36955	-	0,092	10787
Hx-III-IV	304770	-	102541	-	0,113	38619
Всего по месторождению	944520	20485	315463	5850	0,150	145652

## 2.5 Состав и свойства пластовых флюидов

### 2.5.1 Пласт-коллектор Дл-I-III

Состав и свойства свободного газа пласта изучены на основе отобранных проб. Содержание метана разнится, находясь в границах от 43,4 до 99,2%. Среднее содержание компонент газа отражено в таблице 13 [30].

Таблица 13 – Среднее содержание компонент газа пласта Дл-I-III

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	90,07
Этан	0,103
Пропан	0,009
Изо-бутан	0,003
Нормальный бутан	0,005
Изо-пентан	0,002

Нормальный пентан	0,002
Гексан + высшие УВ	0,002
Азот	9,1
Углекислота	0,71

Критическое давление составило 4,51 МПа, критическая температура – 185,6 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,714 кг/м<sup>3</sup>, а относительная по воздуху – 0,593.

### 3.5.2 Пласт-коллектор Як-І

Состав и свойства свободного газа пласта изучены на основе отобранных проб. Свободный газ сухой со средним содержанием метана 98,7%. Среднее содержание компонент газа отражено в таблице 14 [29-30].

Таблица 14 – Среднее содержание компонент газа пласта Як-І

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	98,7
Этан	0,9
Пропан	0,001
Изо-бутан	0,003
Нормальный бутан	0,006
Изо-пентан	0,002
Нормальный пентан	0,002
Гексан + высшие УВ	0,002
Азот	0,3
Углекислота	0,008

Критическое давление составило 4,6 МПа, критическая температура – 191,7 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,678 кг/м<sup>3</sup>, а относительная по воздуху – 0,563.

С целью определения свойств и состава глубинной нефти проведено однократное и дифференциальное разгазирование. Результаты исследований показали, что в газонасыщенном состоянии плотность нефти заключена в

интервале 0,864-0,876 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляет 0,87 г/см<sup>3</sup>. Динамическая вязкость – 20,57-23,23 мПа\*с, в среднем – 21,9 мПа\*с, газосодержание 44,9-46,7 м<sup>3</sup>/т, в среднем – 45,8 м<sup>3</sup>/т, давление насыщения – 12,9-13,0 МПа, в среднем – 12,95 МПа, объемный коэффициент 1,074-1,088, в среднем -1,081. В стандартных условиях плотность сепарированной нефти составила 0,9116 г/см<sup>3</sup>.

Были определены состав и свойства растворенного газа и сепарированной нефти. В таблице 15 представлен состав растворенного газа после сепарации [33].

Таблица 15 – Компонентный состав сепарированного газа

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	97,71
Этан	0,943
Пропан	0,006
Изо-бутан	0,035
Нормальный бутан	0,0015
Нормальный пентан	0,0004
Гексан + высшие УВ	0,14
Азот	0,14
Углекислота	0,06

Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,679 кг/м<sup>3</sup>, а относительная по воздуху – 0,564.

Сепарированная нефть – битуминозная, высоковязкая (190 мПа\*с при 20°C), малосернистая (содержание серы 0,195%), малопарафинистая (0,42%), смолистая (9,56%). Концентрация асфальтенов – 0,33%. Средняя плотность 0,912г/см<sup>3</sup>.

Содержание фракций, выкипающих до 250°C – 1,25%, до 300°C – 9,75%. Кипение нефти начинается при температуре +232,5°C. Заставление начинается при – 40°C.

### **2.5.3 Пласт-коллектор Як-II**

Состав и свойства свободного газа представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Среднее содержание компонент газа пласта Як-II

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	98,85
Этан	0,83
Пропан	0,012
Изо-бутан	0,023
Нормальный бутан	0,003
Изо-пентан	0,01
Гексан + высшие УВ	0,046
Азот	0,21
Углекислота	0,01

Критическое давление составило 4,6 МПа, критическая температура – 191,6 К. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,676 кг/м<sup>3</sup>, а относительная по воздуху – 0,562.

### **2.5.4 Пласт-коллектор Як-III**

С целью определения свойств и состава глубинной нефти проведено однократное и разгазирование. Результаты исследований показали, что в газонасыщенном состоянии плотность нефти заключена в интервале 0,8152-0,8674 г/см<sup>3</sup>, в среднем составляет 0,837 г/см<sup>3</sup>. Динамическая вязкость – 6,27-14,53 мПа\*с, в среднем – 8,34 мПа\*с, газосодержание 48,61-64,1 м<sup>3</sup>/т, в среднем – 50,7 м<sup>3</sup>/т, давление насыщения – 6,3-15,9 МПа, в среднем – 12,91 МПа, объемный коэффициент 1,079-1,133, в среднем -1,103. В стандартных условия плотность сепарированной нефти составила 0,8932 г/см<sup>3</sup>.

Проведен анализ растворенного газа. Состав отражен в таблице №.

Таблица 17 – Среднее содержание компонент газа пласта Як-III

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	96,93
Этан	1,226
Пропан	0,065
Изо-бутан	0,158
Нормальный бутан	0,08
Изо-пентан	0,015
Нормальный пентан	0,75
Гексан + высшие УВ	0,75
Азот	0,6
Углекислота	0,371

Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,893 кг/м<sup>3</sup>, а относительная по воздуху – 0,584.

Сепарированная нефть – тяжелая, средняя плотность составляет 0,912г/см<sup>3</sup>, высоковязкая (при 20°C - 63,16 мПа\*с). Нефть относится к малосернистым (содержание серы 0,18%), малопарафинистым (1%).

Плавление парафинов начинается при температуре +65°C . Содержание фракций, выкипающих до 200 °C, составляет 8,0%, до 300 °C – 24%. Кипение нефти начинается при температуре +162°C. Застигает при – 38,7°C.

## 2.5.5 Пласт-коллектор Як-III-VII

Состав и свойства свободного газа пласта изучены на основе отобранных проб. Свободный газ сухой со средним содержанием метана 95,3%. Среднее содержание компонент газа отражено в таблице 18.

Таблица 18 – Среднее содержание компонент газа пласта Як-III-VII

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	95,3
Этан	0,224

Пропан	0,006
Изо-бутан	0,016
Нормальный бутан	0,003

Окончание таблицы 18

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Изо-пентан	0,008
Нормальный пентан	0,002
Гексан + высшие УВ	0,084
Азот	3,75
Углекислота	0,57

Критическое давление составило 4,57 МПа, критическая температура – 189,3 К.

Свойства пластовой нефти: средняя плотность в пластовых условиях составляет 0,854 г/см<sup>3</sup>, средняя динамическая вязкость – 13,5 мПа\*с, среднее газосодержание – 50 м<sup>3</sup>/т, среднее давление насыщения – 13,4 МПа, средний объемный коэффициент – 1,08. Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях составила 0,9072 г/см<sup>3</sup>.

Плотность сепарированной нефти составляет 131,75 мПа\*с. Нефть битуминозная, высоковязкая (при 20°C - 131,75 мПа\*с), малосернистая (0,2%), малопарафинистая (0,92%, температура плавления парафина +56°C) [35-37].

Содержание фракций, выкипающих до 200°C, составляет 2,6% до 300°C – 20,9%. Начало кипения нефти происходит при +170,8°C. Заставление при – 44°C.

Количество смолистых компонентов равно 8,71%, что относит нефть к смолистому типу.

## 2.5.6 Пласт-коллектор Сд-IX

Состав и свойства свободного газа пласта изучены на основе отобранных проб. Свободный газ сухой со средним содержанием метана 98,7%. Среднее содержание компонент газа отражено в таблице 19.

Таблица 19 – Среднее содержание компонент газа пласта Сд-IX

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	98,7

Окончание таблицы 19

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Этан	0,7
Пропан	0,02
Изо-бутан	0,061
Нормальный бутан	0,004
Изо-пентан	0,016
Нормальный пентан	0,001
Гексан + высшие УВ	0,2
Азот	0,2
Углекислота	0,036

Критическое давление составило 4,6 МПа, критическая температура – 192,2 К.

Свойства пластовой нефти: средняя плотность в пластовых условиях составляет 0,782 г/см<sup>3</sup>, средняя динамическая вязкость – 2,41 мПа\*с, среднее газосодержание – 82,63 м<sup>3</sup>/т, среднее давление насыщения – 19,04 МПа, средний объемный коэффициент – 1,17. Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях составила 0,8613 г/см<sup>3</sup>.

Сепарированная нефть – средняя, со средней плотностью 0,862 г/см<sup>3</sup>, высоковязкая (при 20°C в среднем составляет 20,4 мПа\*с). Нефть относится к малосернистым с содержанием серы 0,08%, парафинистым – 2,26%, с температурой плавления парафина +50°C.

Содержание фракций, выкипающих до 200 °C, составляет 11,5% до 300 °C – 33,2%. Кипение нефти начинается при температуре +100°C. Температура застывания нефтей равна – 33,8°C.

Количество смолистых компонентов равно 3,14%, что относит нефть к смолистому типу [32-33].

## 2.5.7 Пласт-коллектор Нх-І

Состав и свойства свободного газа пласта изучены на основе отобранных проб. Свободный газ сухой со средним содержанием метана 93,334%. Среднее содержание компонент газа отражено в таблице 20.

Таблица 20 – Среднее содержание компонент газа пласта Нх-І

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	93,334
Этан	1,31
Пропан	1,406
Изо-бутан	0,544
Нормальный бутан	0,916
Изо-пентан	0,432
Нормальный пентан	0,413
Гексан + высшие УВ	0,85
Азот	0,77
Углекислота	0,008

Критическое давление составило 4,56 МПа, критическая температура – 202,34 К.

Свойства пластовой нефти: средняя плотность в пластовых условиях составляет 0,722 г/см<sup>3</sup>, средняя динамическая вязкость – 1,27 мПа\*с, среднее газосодержание – 125,9 м<sup>3</sup>/т, среднее давление насыщения – 17,7 МПа, средний объемный коэффициент – 1,26. Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях составила 0,8288 г/см<sup>3</sup>.

Сепарированная нефть – средняя, со средней плотностью 0,842 г/см<sup>3</sup>, высоковязкая (при 20°C в среднем составляет 21,94 мПа\*с). Нефть относится к малосернистым с содержанием серы 0,13%, парафинистым – 4,42%, с температурой плавления парафина +57,8°C.

Содержание фракций, выкипающих до 200 °C, составляет 21,4% до 300 °C – 44,52%. Кипение нефти начинается при температуре +73,8°C. Температура застывания нефти равна +3,11°C [30].

Количество смолистых компонентов равно 5,01%, что относит нефть к смолистому типу.

## 2.5.8 Пласт-коллектор Нх-III-IV

Состав и свойства свободного газа пласта изучены на основе отобранных проб. Свободный газ полужирный со средним содержанием метана 90,3%. Среднее содержание компонент газа отражено в таблице 21.

Таблица 21 – Среднее содержание компонент газа пласта Нх-III-IV

Наименование компонента	Среднее содержание, %
Метан	90,3
Этан	2,7
Пропан	2
Изо-бутан	0,98
Нормальный бутан	1,16
Изо-пентан	0,53
Нормальный пентан	0,35
Гексан + высшие УВ	0,72
Азот	0,96
Углекислота	-

Критическое давление составило 4,57 МПа, критическая температура – 203,9 К.

Свойства пластовой нефти: средняя плотность в пластовых условиях – 0,722 г/см<sup>3</sup>, средняя динамическая вязкость – 0,98 мПа\*с, среднее газосодержание – 148,8 м<sup>3</sup>/т, среднее давление насыщения – 21,36 МПа, средний объемный коэффициент – 1,33. Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях составила 0,843 г/см<sup>3</sup>.

Сепарированная нефть – легкая, со средней плотностью 0,847 г/см<sup>3</sup>, высоковязкая (при 20°C в среднем составляет 9,68 мПа\*с). Нефть относится к малосернистым с содержанием серы 0,11%, парафинистым – 3,89%, с температурой плавления парафина +57,3°C. Потенциальное содержание

фракций, выкипающих до 200°C, составляет 23,8% до 300°C – 45,9%. Температура начала кипения нефти +66,7°C. Температура застывания -8°C.

Количество смолистых компонентов равно 5,54%, что относит нефть к смолистому типу [32].

## **2.6 Минерализация пластовых вод**

### *Для пласта-коллектора Дл-I-III*

Свойства пластовой воды охарактеризованы 7 поверхностными и 3 глубинами пробами, согласно которым по степени минерализации она относится к соленой (минерализация в среднем 12 г/дм<sup>3</sup>). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1007,1 кг/м<sup>3</sup>. Генетическая классификация пластовых вод по В.А. Сулину позволяет отнести их к водам хлоридно-кальциевого типа.

### *Пласти группы Як*

Свойства пластовой воды пластов группы ЯК охарактеризованы 13 пробами, по степени минерализации она относится к соленой (14 г/дм<sup>3</sup>). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1008 кг/м<sup>3</sup>. Генетическая классификация пластовых вод по В.А. Сулину позволяет их отнести к водам хлоридно-магниевого типа.

### *Пласт Сд-IX*

Свойства пластовой воды пласта Сд-IX охарактеризованы 3 пробами, согласно которой по степени минерализации она относится к соленой (минерализация 16,46 г/дм<sup>3</sup>). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1010 кг/м<sup>3</sup>. Генетическая классификация пластовых вод по В.А. Сулину позволяет их отнести к водам хлоридно-натриевого типа.

### *Пласти группы Нх*

Свойства пластовой воды пластов группы Нх охарактеризованы 53 пробами, согласно которым, по степени минерализации, она относится к соленой (12,6 г/дм<sup>3</sup>). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в

среднем составила 1008 кг/м<sup>3</sup>. Генетическая классификация пластовых вод по В.А. Сулину позволяет их отнести к водам хлоридно-магниевого типа.

### **3 Динамика разработки месторождения**

Согласно Технологической схеме 2006 года были утверждены основные проектные решения в области разработки месторождения. В промышленную эксплуатацию же оно введено с августа 2009 года, и находится в ней по настоящее время.

Первые эксплуатационные скважины были пробурены в 2006 году в соответствии с планом работ. В это же время велись работы по строительству магистрального нефтепровода для внешнего транспорта нефти.

В проектном документе выделили три объекта разработки:

- Як-II-VII (газонефтяная залежь);
- Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная);
- Нх-I (нефтяная залежь).

Но в 2009 году принят действующий проектный документ « Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», разработанный ООО «РН-УфаНИПИнефть» и уточняющий технологические решения и уровни добычи УВ (протокол №4540 ЦКР Роснедра от 19.03.2009).

Целью документа являлась разработка программы исследований добывных возможностей скважин в период до начала промышленной разработки, а также комплексных гидродинамических исследований для получения новой информации о коллекторских и физических свойствах пластов и пластовых флюидов.

Согласно данному документу выделили шесть эксплуатационных объектов:

- нефтяной Сд-IX;
- нефтяной Нх-I;
- газонефтяной Як-III-VII;
- нефтегазоконденсатный Нх-III-IV;
- газовый Дл-I-III;
- газовый Як-I-II.

Согласно проекту 2006 года нефтегазовая залежь в пласте Нх-III-IV являлась объектом самостоятельного освоения. Была утверждена самостоятельная треугольная однорядная система размещения горизонтальных скважин. Длина ствола горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин определена 1000 метров. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м. По проекту разработки количество горизонтальных добывающих скважин должно составить 42, горизонтальных водонагнетательных – 20, вертикальных водонагнетательных – 6, вертикальных газонагнетательных – 3. Общее количество скважин по проекту – 72 [36].

Запасы залежи пласта Нх-I составляют менее 7% запасов месторождения. Данная залежь разрабатывается как объект совместно-раздельной разработки и как объект освоения возвратным фондом скважин, поскольку конфигурация ее контуров практически совпадает с конфигурацией контуров залежи пласта Нх-III-IV.

Более 60% запасов нефти в общем объеме выявленных на месторождении приходится на нефтегазовую залежь пласта Як-II-VII. Залежь разрабатывается как самостоятельный объект, разбуриваемый собственной сеткой скважин. Принята самостоятельная блочно-квадратная система размещения горизонтальных скважин. Для разработки используются горизонтальные добывающие скважины с длиной ствола 1000 м, вертикальные нагнетательные скважины. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м. Залежь разрабатывается 147 скважинами, из них 95 горизонтальных добывающих, 47 вертикальных водонагнетательных и 5 вертикальных газонагнетательных [34].

Обоснован выбор горизонтальных скважин - теоретические и экспериментальные исследования, а также промысловые наблюдения свидетельствуют о том, что при залегании нефти в виде слоя, подстилаемого водой и перекрытого газом для предотвращения быстрого прорыва газа необходимо использовать горизонтальные добывающие скважины и эксплуатировать их при небольших депрессиях. При этом важно для

предотвращения расширения газовой шапки осуществлять с самого начала разработки заводнение пласта со 100 %-ной компенсацией отбора пластовых флюидов.

Для организации системы ППД на Ванкорском месторождении на начальном этапе в качестве рабочего агента используется вода водоносного насоновского горизонта, с последующим переходом на закачку сточной воды. Учитывая необходимость 100%-ной утилизации добываемого на месторождении газа и отсутствие на начальном этапе освоения месторождения условий для его дальнейшего транспорта, используется углеводородный газ для целей ППД путем его обратной закачки в газовые шапки пластов Нх-III-IV и Як II-VII [32-33].

Согласно документу от 2009 года принято решение о разработке нефтяных объектов с поддержанием пластового давления, а газовых на естественном режиме.

По проекту максимальные показатели:

- добычи нефти – 25208,5 тыс. т. (2017 г.);
- добычи газового конденсата – 322,1 тыс. т. (2015 г.);
- добычи жидкости – 54291,3 тыс. т. (2031 г.);
- закачки воды 61720,0 тыс. м<sup>3</sup> (2020 г.);
- добычи свободного газа – 4121,34 млн. м<sup>3</sup> (2023 г.)
- добычи растворенного газа – 6897,0 млн. м<sup>3</sup> (2013 г.)
- использования растворенного газа – не менее 98% (2012 г.).

Системы размещения скважин:

- объект Сд-IX – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м;
- объект Нх-I – однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м;
- объект Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м;

- объект Нх-III-IV – однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м;
- объект Дл-І-ІІІ – избирательная схема размещения скважин;
- объект Як-І-ІІ – избирательная схема размещения скважин.

Общий фонд скважин – 557, в т. ч. добывающих 261 (из них горизонтальных – 252, 9 вертикальных, вводимых из консервации), нагнетательных – 174 (из них горизонтальных – 62, наклонно-направленных нагнетательных – 112), газовых – 21, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10. Бурение 169 боковых стволов.

Накопленная добыча нефти – 520 147 тыс. т.

Достижение КИН по месторождению по категории ВС1 – 0,436.

В 2013 году принят корректирующий проектный документ «Дополнение технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 5730 от 02.12.2013 г.).

Решениям ДТСР 2012 года за исключением максимального уровня добычи нефти. Корректировки, внесенные в уровни добычи нефти, продиктованы увеличением темпа роста обводненности по причине высоких темпов отбора нефти [29-30].

Основные проектные решения:

- выделение восьми эксплуатационных объектов:

- двух нефтяных:

А) Сд-ІХ;

Б) Нх-І;

- газонефтяного Як-ІІІ-VII;

- нефтегазоконденсатного Нх-ІІІ-ІV;

- двух газовых:

А) Дл-І-ІІІ;

Б) Як-І ;

- двух нефтегазовых залежей:

А) Як-II;

Б) Як-I .

Приняты следующие решения:

- разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; - газовых и нефтегазовых объектов на естественном режиме;

Максимальные проектные уровни:

- добычи нефти и газоконденсата 22 000 тыс. т. (2014г.);
- добычи газового конденсата 314 тыс. т. (2014г.);
- добычи жидкости 70 073 тыс. т. (2022г.);
- закачки воды 62 665 тыс. м<sup>3</sup> (2018г.);
- закачка газа 2 500 млн. м<sup>3</sup> (2019 г.);
- добычи свободного газа 2 341 млн. м<sup>3</sup> (2017г.);
- добычи газа из газовых шапок 4 452 млн. м<sup>3</sup> (2016г.);
- добычи растворённого газа 2 484 млн. м<sup>3</sup> (2014г.);
- использование растворённого газа – не менее 95% (2014г.);

Системы размещения скважин:

- объект Сд-IX – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м;
- объект Нх-I – однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м;
- объект Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части предполагается уплотнение до 700 м при длине ствола 700 м;
- объект Нх-III-IV – однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м;
- объект Дл-I-III – избирательная схема размещения скважин с длиной горизонтального участка 300 м;
- объект Як-I (газовая залежь) – избирательная схема размещения скважин, за счет перевода скважин с нижележащего объекта Як-III-VII.

– объекты Як-I и Як-II – избирательная схема размещения скважин, за счет бурения БГС с нижележащего объекта Як-III-VII.

Общий проектный фонд скважин – 680, в т.ч. добывающих 378 (369 горизонтальных), нагнетательных – 188 (из них горизонтальных – 72), газовых – 22, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10. Накопленная добыча нефти – 493 154 тыс. т.

Достижение КИН по месторождению по категории ВС1 – 0,434.

### **3.1 Текущее состояние разработки**

Основные эксплуатационные объекты добывающие нефть - Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-VII, газ - Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составляет 145652 тыс. тонн, жидкости – 400583 тыс. тонн, конденсата – 3546 тыс. тонн, газа газовых шапок – 37062 млн м<sup>3</sup>, свободного газа – 7536 млн м<sup>3</sup>. Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2018 г. составила 370254 тыс. м<sup>3</sup>.

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению достигнут в 2014 г. – 21516,5 тыс. тонн.

За 2017 год добыча нефти составила 15003 тыс. тонн жидкости – 77078 тыс. тонн, конденсата – 306 тыс. тонн, свободного газа 1453 млн м<sup>3</sup>, газа газовых шапок – 3094 млн м<sup>3</sup>.

Среднегодовой дебит нефти – 83,9 т/сут, жидкости – 408,3 т/сут (при обводненности продукции – 80,7 %).

## **3.2 Анализ состояния фонда скважин и эксплуатации геологических объектов разработки**

### **3.2.1 Объект Як-II**

На нефтегазовом объекте Як-II, по состоянию 01.01.2018 г., пробурено 6 скважин, в том числе 4 добывающих, 2 нагнетательных.

По состоянию на 01.01.2018 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 80,9 тыс. тонн жидкости – 81,2 тыс. тонн, газа газовый шапки – 21,4 млн м<sup>3</sup>.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 1,8% при текущей весовой обводненности – 5,1%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2018 г. составила 73,2 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 36 %.

Средневзвешенное текущее пластовое давление равно 11,5 МПа при начальном пластовом давлении – 15,9 МПа.

За 2017 год добыча нефти составила 51,083 тыс. тонн, жидкости – 52,361 тыс. тонн, газа газовой шапки – 15,9 млн м<sup>3</sup>.

Среднегодовой дебит нефти – 33,8 т/сут, жидкости – 39,9 т/сут [31-32].

### **3.2.2 Объект Як-III-VII**

Объект Як-III-VII является газонефтяным и имеет на своем счету 491 пробуренную скважину, в том числе 363 добывающих, 128 нагнетательных.

В добывающем фонде находится 363 скважины из них действующие – 319, бездействующих – 20, ликвидированных – 1, в ожидании ликвидации – 1, в консервации – 1, переведено под закачку – 13, переведено в другие категории – 8, контрольные – 7.

В нагнетательном фонде 128 скважин, из них действующих – 98, бездействующих – 7, в отработке на нефть – 10, переведены в другие категории – 13.

По состоянию на 01.01.2018 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 110152,8 тыс. тонн, жидкости – 309376,3 тыс. тонн, газовой шапки – 12901,8 млн м<sup>3</sup>.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2018 г. составила 270516 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отборов закачкой водой составила 72,1%.

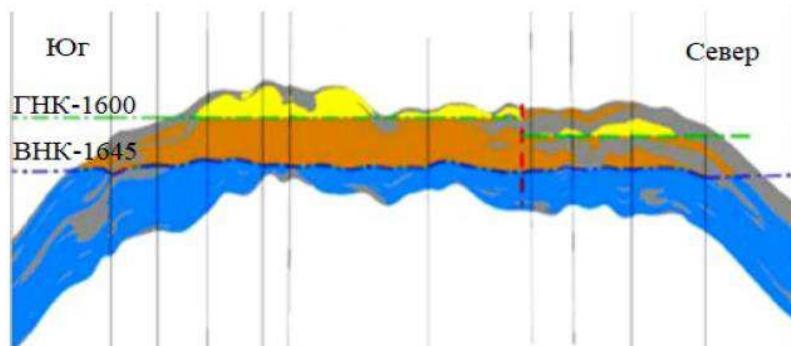
Средневзвешенное текущее пластовое давление равно 12,8 МПа при начальном пластовом давлении 15,9 МПа и давлении насыщения – 15,9 МПа.

За 2017 г. Добыча нефти составила 12657 тыс. тонн, жидкости – 61801 тыс. тонн, газа газовой шапки – 1197 млн м<sup>3</sup>.

Среднегодовой дебит нефти – 104 т/сут, жидкости – 580 т/сут.

Схема размещения скважин - блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин от 700 до 1000 м, по северной части залежи уплотненная до 700 м при длине ствола 700 м. Внутри блока и стыках блоков размещены скважины уплотнения [35-37].

Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительно неоднородности ФЕС, а также высокой расчленённости, геологический разрез представлен на рисунке 11.



## Рисунок 11 – Геологический разрез пласта Як-III-VII в направлении «Юг-Север»

Кроме этого, исходя из особенности распространения глин, пласт делится на две условные области - северную и южную. Несмотря на близкие значения расчленённости, в северной части пропластки глин характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также более явному выделению изолированных друг от друга линз коллектора.

Для более эффективной разработки северной части залежи было выполнено уплотнение блочно-квадратной сетки скважины до 700 м с сопутствующим снижением длины горизонтальной секции. Уплотнение позволило вовлечь в разработку участки залежей в межскважинном пространстве ранее пробуренных кустов эксплуатационных скважин, а также большее количество линз по разрезу [36].

На севере выделяется изолированная нефтенасыщенная линза Як-III, отделённая от пластов Як-III-VII глинисто-алевролитовой пачкой, выдержанной по всей площади северного купола.

На объекте действует комбинированный режим разработки, включающий в себя:

- Газонапорный режим (расширение ГШ) – заметное влияние оказывает только в начале разработки, до формирования системы ППД, на данный момент влияние невелико;
- Упругий водонапорный режим – оказывает заметную поддержку пластового давления за счёт больших объемов воды в аквифере;
- Жесткий водонапорный режим – режим разработки, вносящий наибольший вклад в процесс разработки;
- Режим растворенного газа – по причине заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения составляет вторую по величине долю пластовой энергии.

На рисунке 12 представлена принципиальная схема процесса разработки пласта Як-III-VII.

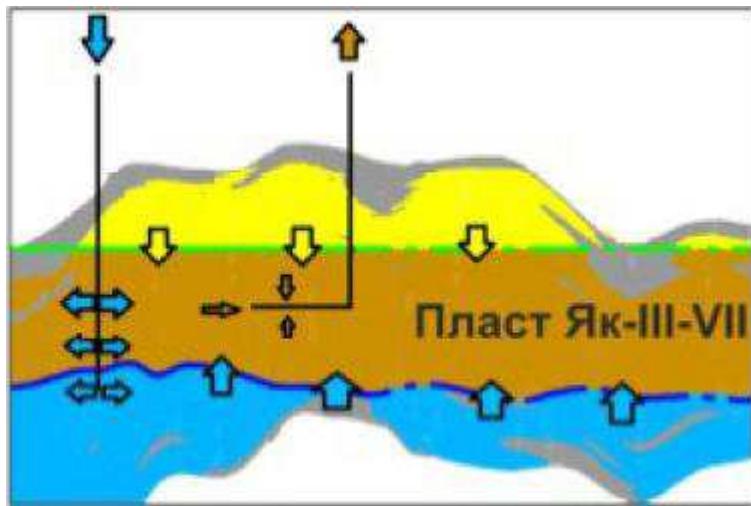


Рисунок 12 – Схема разработки пласта Як-III-VII

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является определяющее снижение давления в газовой шапке за счёт прорывов газа в добывающие скважины и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что приводит к потере извлекаемых запасов за счёт появления остаточной нефтенасыщенности в области ГШ.

В результате схемы разработки в некоторых участках пласта компенсация отборов ниже 100%, происходит процесс разгазирования нефти и миграция высвободившегося газа в ГШ [34].

Несмотря на добычу большого объёма ГШ, в результате разгазирования нефти, происходит процесс образования техногенной ГШ, прорывы газа в добывающие скважины приводят к снижению добычи.

### 3.2.3 Объект Нх-I

По состоянию на 01.01.2018 г. является нефтяным. На объекте пробурено 110 скважин, в том числе 74 добывающих, 50 нагнетательных, контрольных – 2.

В добывающем фонде находится 74 скважины из них действующих – 66, бездействующих – 2, переведены на другие объекты – 6.

В нагнетательном фонде 50 скважин из них действующих – 40, в отработке на нефть – 5, переведены на другие объекты – 1, переведены на другие категории – 4.

Проектный фонд реализован на 91%.

По состоянию на 01.01.2018 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 11827 тыс. тонн, жидкости – 24311 тыс. тонн.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 25%, при текущей обводненности – 78%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2018 г. составила 27105 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 85%.

Средневзвешенной текущее пластовое давление равно 17,9 МПа, при начальном пластовом давлении 25,9 МПа и давления насыщения – 23,9 МПа.

Схема размещения скважин – однорядная смешенная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000 м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м [3].

За 2017 год добыча нефти составила 1192 тыс. тонн, жидкости – 5582 тыс. тонн.

Среднегодовой дебит нефти – 51 т/сут, жидкости – 218 т/сут.

На объекте существует комбинированный режим разработки, включающий в себя:

- Жесткий водонапорный режим – режим разработки, реализуется по мере реализации системы ППД;
- Режим растворённого газа – по величине отработки нагнетательных скважин на добычу и соответственно низкому уровню компенсации данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта.

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является прорыв воды от нагнетательных скважин, следовательно, необходимо контролировать давление и профили закачки во избежание образования неравномерного фронта вытеснения и преждевременного роста обводненности.

Так как начальное пластовое давление близко к давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграция высвободившегося газа в купольную зону пласта. С учётом крайне малого объёма газовой шапки можно считать весь добываемый попутный газ – газом разгазирования.

С 2017 г. наблюдается значительное снижение роста обводненности за счёт мероприятий регулирования закачки и удерживанием отборов жидкости.

### **3.2.4 Объект Нх-III-IV**

По состоянию на 01.01.2018 г. на объект пробурено 145 скважин, в том числе 127 добывающих, 69 нагнетательных, контрольных – 5.

В добывающем фонде находится 127 скважин из них действующих – 95, бездействующих – 4, переведены под закачку – 14, переведены на другие объекты 9, переведены в другие категории – 5.

В нагнетательном фонде 69 скважин из них действующих – 40, бездействующих – 1, в отработке на нефть – 8, переведены на другие объекты – 12, переведены в другие категории – 8.

Проектный фонд реализован на 92%.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составляет 38595 тыс. тонн, жидкости 71078 тыс. тонн, конденсата 3913 тыс. тонн, газа газовой шапки – 23805 млн м<sup>3</sup>. Текущий отбор нефти от НИЗ – 28% при текущей весовой обводненности – 79%, текущий отбор газ газовой шапки от НГЗ – 52%, текущий отбор конденсата от НИЗ – 68%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2018 г. составила 66717 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отборов составила 34 %.

Средневзвешенное текущее пластовое давление на уровне 19,0 МПа при начальном пластовом давлении 27,3 МПа и давлении насыщения – 26,3 МПа.

За 2017 г. добыча нефти составила 2030 тыс. тонн, жидкости 9802 тыс. тонн, газа газовой шапки – 2743 млн м<sup>3</sup>, конденсата – 342 тыс. тонн.

Среднегодовой дебит нефти – 64 т/сут, жидкости – 309 т/сут.

Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами и скважинами 1000 м в южной подгазовой зоне пласта; блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороны квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м по северной части залежи [32-34].

### **3.2.5 Объект Сд-IX**

Нефтяной объект Сд-IX введен в разработку в 2013 г. По состоянию на 01.01.2018 г. На объект пробурены 2 добывающие скважины, действующих нет.

По состоянию на 01.01.2018 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 26,7 тыс. тонн, жидкости – 81,9 тыс. тонн.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 2,2% при текущей обводненности 89,2%.

За 2018 г. добыча нефти не производилась.

### **3.2.6 Объект Дл-I-III**

Газовый объект Дл-I-III имеет в своем фонде 22 скважины, из них 22 действующих скважин.

По состоянию на 01.01.2018 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 7525 млн. м<sup>3</sup> свободного газа, отбор от НГЗ – 14%.

Текущее средневзвешенное пластовое давление - 8,6МПа при начальном пластовом давлении 9,6МПа [35-37].

## **4 Анализ эффективности системы поддержания пластового давления на нефтегазоконденсатном месторождении X**

На основных объектах разработки исследуемого объекта система поддержания пластового давления начала формироваться с 2010 года. В настоящее время на объекте Як-III-VII в южной и центральной части сформирована площадная система разработки; объект Нх-I характеризуется рядной системой; на объекте Нх-III-IV комбинированная система ППД состоящая из приконтурных водонагнетательных скважин и газонагнетательных скважин, расположенных в центральной части пласта. В качестве рабочего агента для закачки используются вода насонского и долганского горизонта, подготовленная вода, а также попутный и природный газ.

### **4.1 Система ППД объекта Як-III-VII**

Текущий нагнетательный фонд скважин, находящихся под закачкой, на объекте составляет 106 скважин. Средняя приемистость на 01.01.2019 год составляет  $1642 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Динамика средней приемистости за последний 10 лет представлена на рисунке 13.



Рисунок 13 – Динамика средней приемистости за последние 10 лет

Среднее пластовое давление в разбуренной центральной части залежи на 01.01.2019 г. составляет 110 атм. Карта изобар на 01.01.2019 г. объекта разработки Як-III-VII представлена на рисунке ниже (рисунок 14)

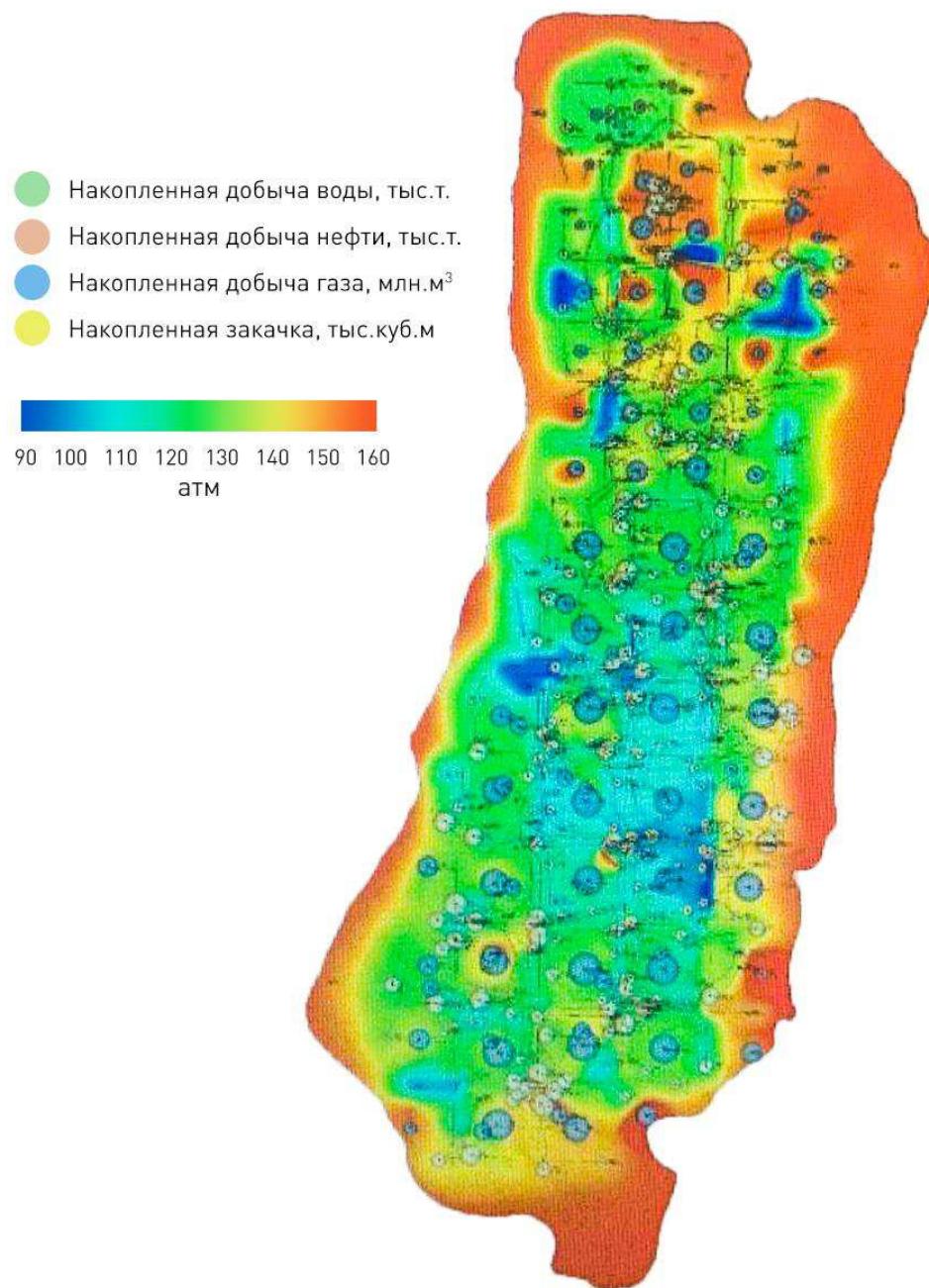


Рисунок 14 – Карта изобар объекта разработки Як-III-VII

Текущее пластовое давление 126 атм. (при начальном пластовом – 159 атм), снижение – 21% от начального, объясняется недостаточным уровнем компенсации. Показатели компенсации представлены на рисунке 15.

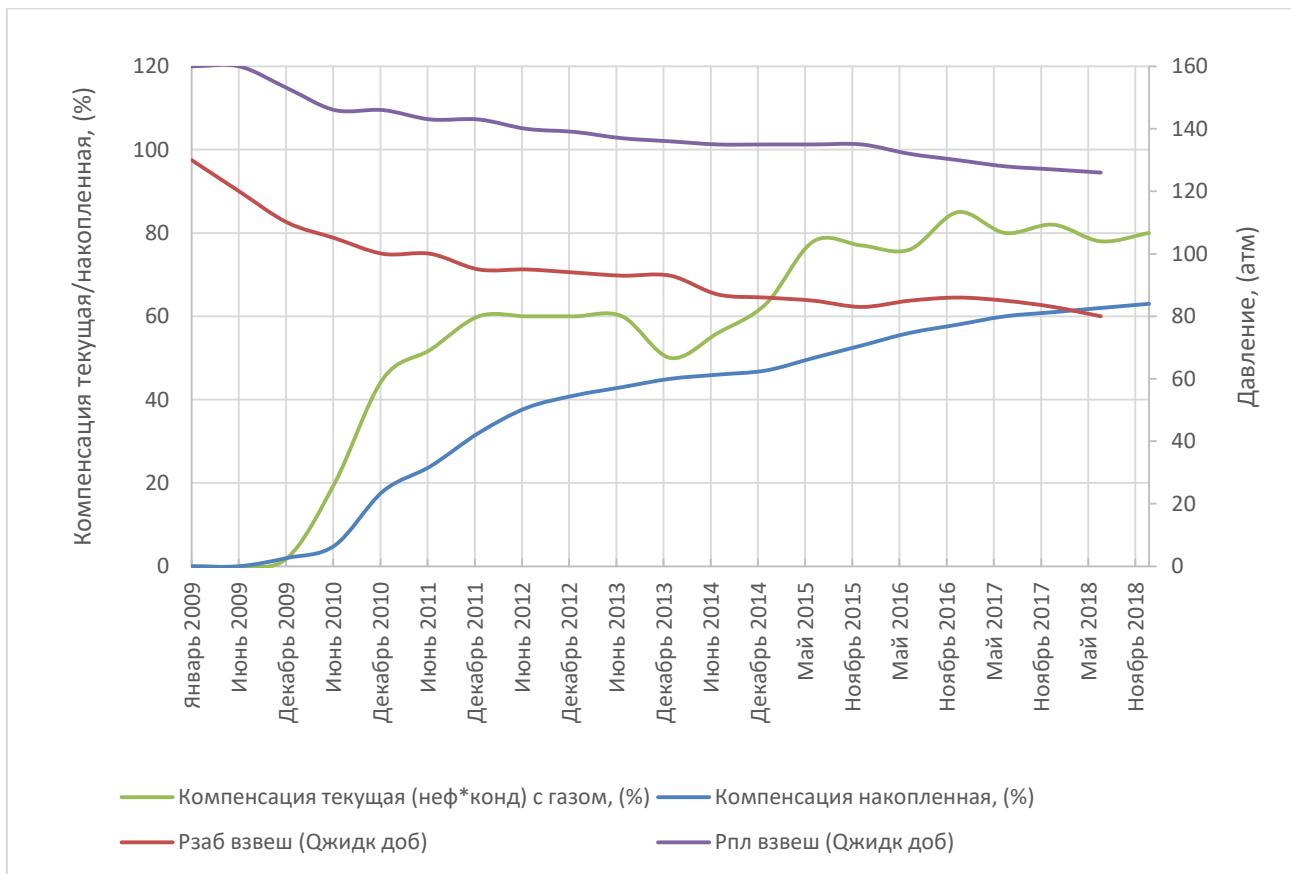


Рисунок 15 – Накопленная и текущая компенсация добычи в процессе разработки объекта Як-III-VII

Для определения возможности компенсации отборов будет проанализирована карта накопленных отборов, представленная на рисунке 16.

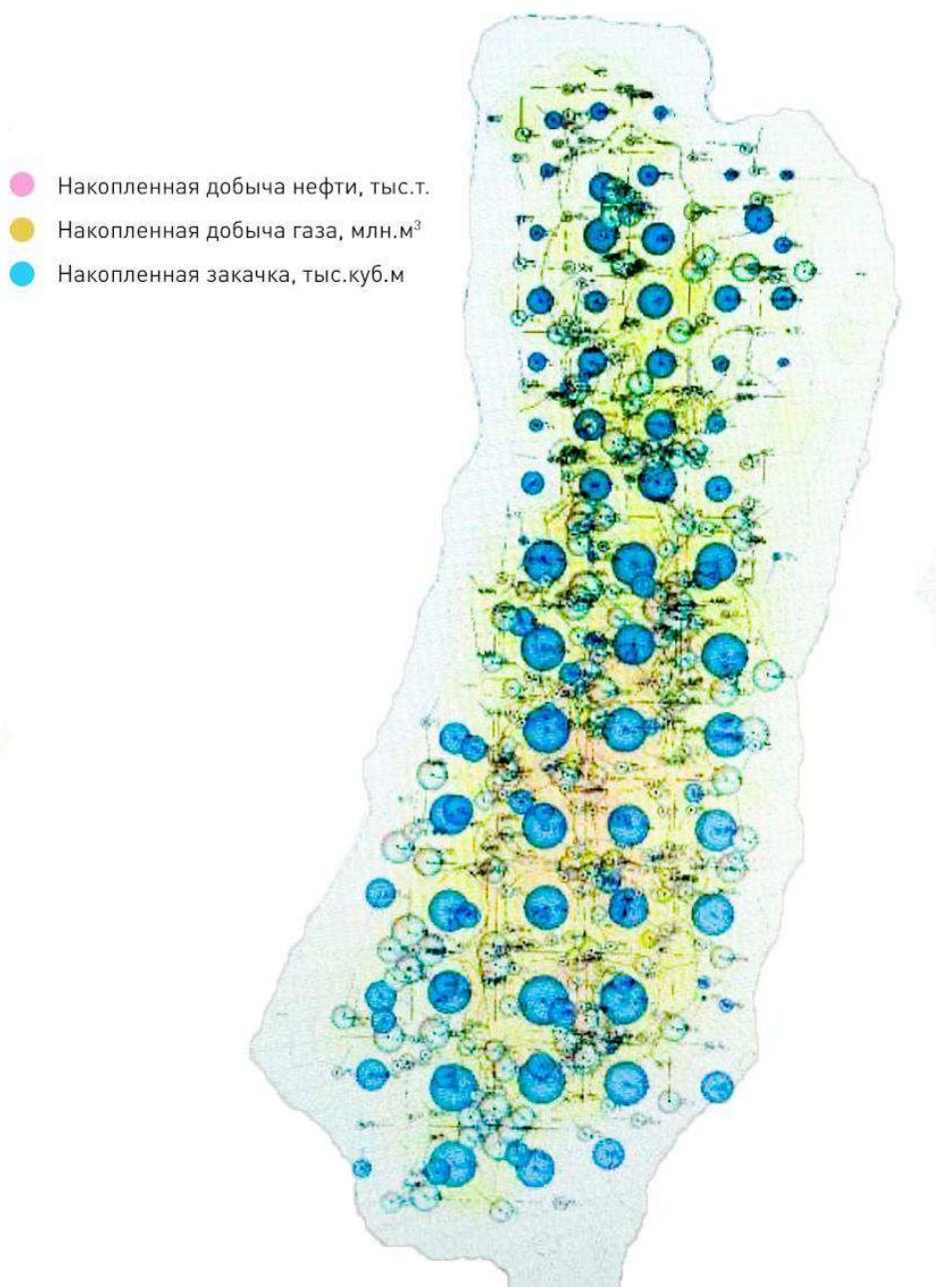


Рисунок 16 – Карта накопленных отборов рассматриваемого объекта

Как видно из карты накопленных отборов, объект разрабатывается блочно-квадратной сеткой с наклонно-направленными нагнетательными скважинами в центре ячейки, образовано горизонтальными скважинами (расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной 1000м). Соотношение количества действующих добывающих скважин к действующему количеству нагнетательных скважин на 2019 год составляет 3,3.

Также для анализа возможности полной компенсации, рассмотрена схема компенсации по элементам заводнения (рисунок 17).

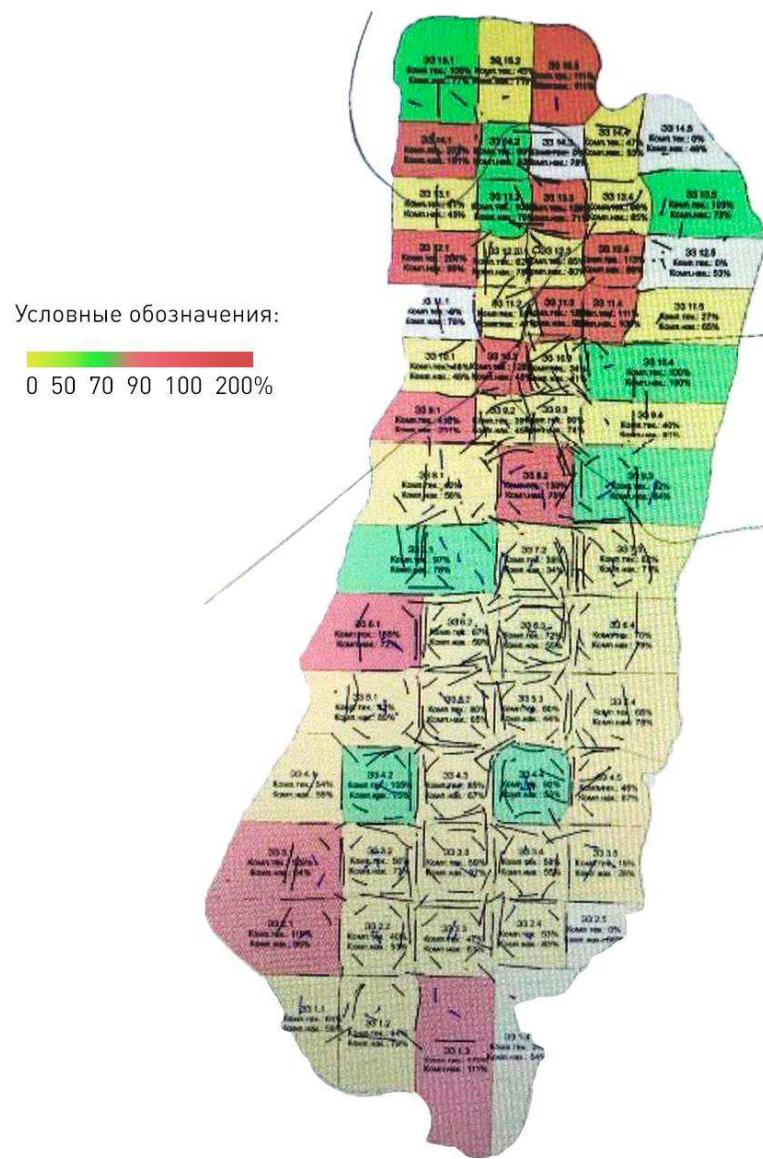


Рисунок 17 – Накопленная и текущая компенсации с учетом добычи газа и газовой шапки по ячейкам заводнения Як-III-VII

Учитывая конструкцию и максимальную продуктивность добывающих и нагнетательных скважин, при таком соотношении фонда обеспечить полную компенсацию отборов закачкой без снижения отборов жидкости невозможно, что подтверждается выводами, сделанными по картам изобар (рисунок 14), а также представленной на рисунке 17 компенсации по элементам заводнения.

#### 4.1.1 Геологические особенности строения пласта Як-III-VII

При оценке эффективности реализуемой системы ППД также необходимо учитывать геологические особенности строения пласта и соответствие интервалов закачки интервалам добычи нефти. Пласт Як-III-VII характеризуется высокой расчлененностью (14,6 ед., речные отложения, значительное количество тонких непротяженных непроницаемых пропластков), что вызывает дополнительные требования к плотности сетки скважин, так как при большом расстоянии между скважинами тяжело спрогнозировать наличие глин в межскважинном пространстве и соответственно оценить профиль вытеснения нефти.

Все нагнетательные скважины являются наклонно-направленными, вскрывая при этом весь интервал нефтенасыщенности. Разрезы по типовым нагнетательным скважинам представлены на рисунке 18. Следует отметить, что нагнетательные скважины перфорированы только в изначально нефтенасыщенных интервалах, что вызвано необходимостью отработки скважин на нефть. С целью повышения приемистости скважин производится дострел в водонасыщенных интервалах (ниже ВНК).

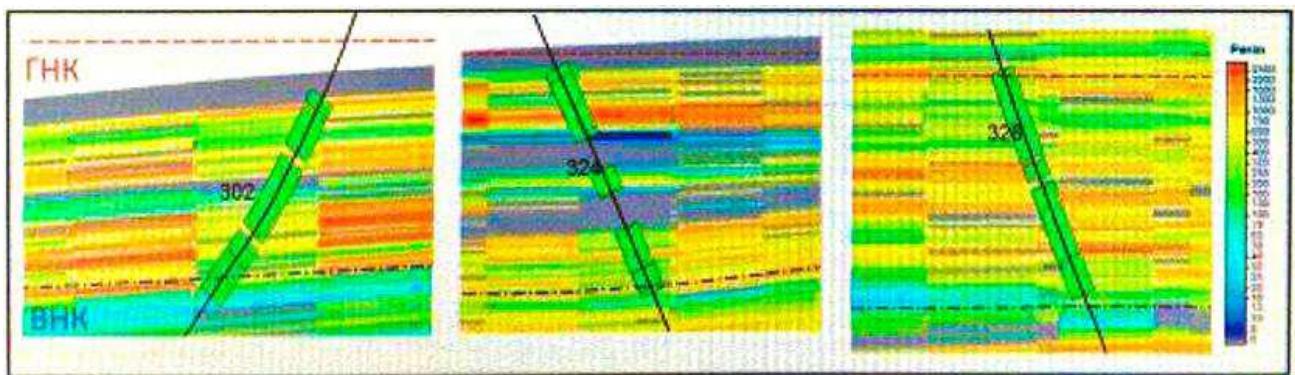


Рисунок 18 – Профили и интервалы перфорации нагнетательных скважин, куб проницаемости

Разрез по ряду добывающих горизонтальных скважин представлен на рисунке 19.

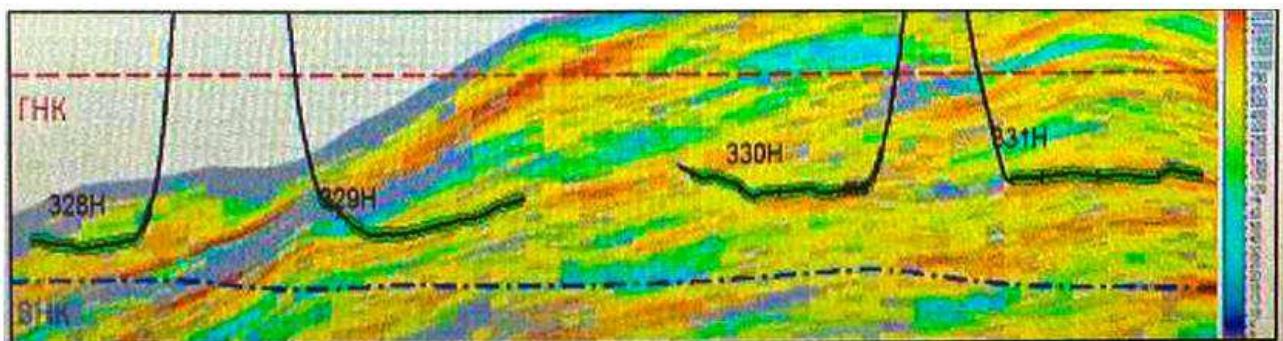


Рисунок 19 – Профили и интервалы перфорации добывающих скважин, куб проницаемости

Добывающие скважины пробурены равноудаленно от контактов с небольшим смещением в сторону ВНК в подгазовой зоне (для снижения вероятности прорыва газа). В условиях высокой расчлененности разреза происходит уплотняющее бурение горизонтальными скважинами в изолированные от дренирования области залежи (рисунок 20).

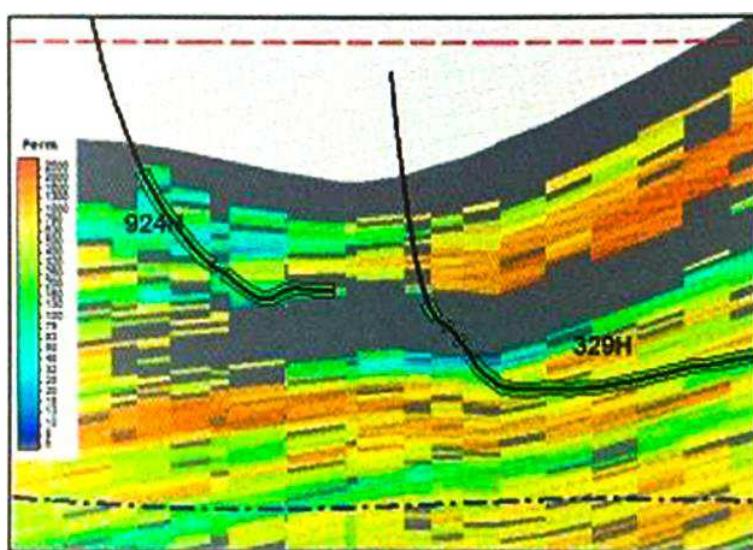


Рисунок 20 – Профили и интервалы вскрытия скважин уплотняющего фонда, куб проницаемости

По состоянию на 2019 год, все скважины добывающего фонда оборудованы УЭЦН, что накладывает дополнительные ограничения по проведению ПГИ (необходимо извлекать ЭЦН и проводить исследование на притоке, вызванном струйным насосом с меньшей депрессией на пласт, либо использовать компоновку Y-Tool).

#### **4.1.2 Ключевые проблемы системы ППД на объекте Як-III-VII и пути их решения**

Несмотря на сформированность системы ППД на объекте Як-III-VII, существуют проблемы с эффективностью закачки рабочего агента в пласт. Основной проблемой является неравномерность профилей приемистости и невысокий коэффициент охвата работающих толщин, что связано с наличием трещин АГРП.

В свою очередь, трещины АГРП возникают по причине увеличения отборов на добывающих скважинах и соответствующее увеличение закачки для компенсации отборов – это приводит к повышению забойного давления над давлением разрыва пласта и, как следствие, к образованию трещин АГРП. Наличие трещин подтверждается проводимыми исследованиями ГДИС и ПГИ (рисунок 21).

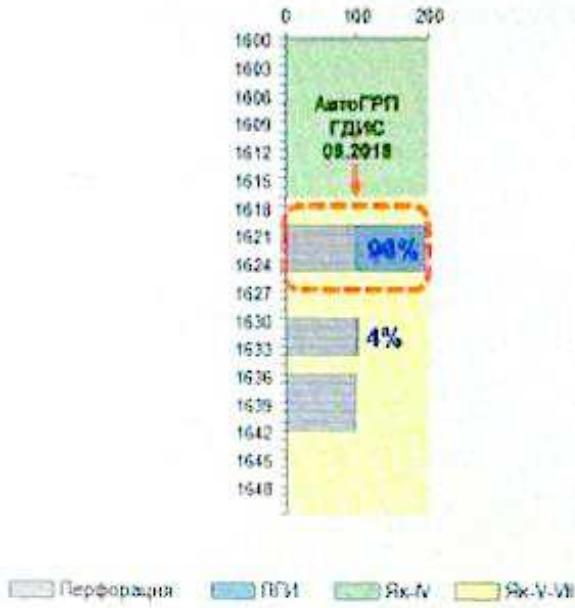


Рисунок 21 – Результаты ПГИ нагнетательной скважины с АГРП

Таким образом, из исследований видно значительное преломление тренда роста приемистости от роста забойного давления на нагнетательных скважинах месторождения Х. Доля нагнетательного фонда с АГРП на текущий момент по пласту Як-III-VII оценивается в 67%.

Снизить негативный эффект от возникающих трещин можно только снизив забойное давление в нагнетательных скважинах до значений ниже давления гидроразрыва пласта – это приведет к снижению приемистости скважин. Для снижения негативного влияния от прорывов воды, поддержания пластового давления и снижения вероятности появления и распространения трещин АГРП по объекту Як-III-VII, следует значительно усилить систему ППД в ближайшие годы эксплуатации объекта путем ввода новых точек нагнетания. Точки нагнетания, в свою очередь, будут внедряться путём ВНС ППД, ЗБС в ППД, перевода скважин в ППД и ОРЗ.

Еще одним способом снижения риска прорыва воды по высокопроницаемым каналам является перераспределение закачки между нагнетательными скважинами. Это также позволит вовлечь новые, ранее не охваченные, толщи коллектора на объекте.

## 4.2 Система ППД объекта Нх-І

Формирование системы ППД на объекте Нх-І закончено в 2015 году.

Нагнетательные скважины являются горизонтальными и формируют рядную систему ППД.

Особенностью разработки объекта является существенное снижение пластового давления в центральной части пласта, где при начальном пластовом давлении в 259 атм, по состоянию на 2019 год, пластовое давление составляет 177 атм (таблица 22). Этот факт послужил основной причиной растущего темпа ввода нагнетательных скважин в работу.

Таблица 22 – Динамика изменения пластового давления объекта Нх-І месторождения Х

Периметр измерения	Начал. Рпл, атм.	янв. 2010	янв. 2011	янв. 2012	янв. 2013	янв. 2014	янв. 2015	янв. 2016	янв. 2017	янв. 2018	янв. 2019
В контуре нефтеносности	259	259	219	209	204	184	186	181	175	166	177

Для проведения дальнейшего анализа работы системы ППД был также рассмотрен коэффициент охвата работающих толщин на объекте (рисунок 22).

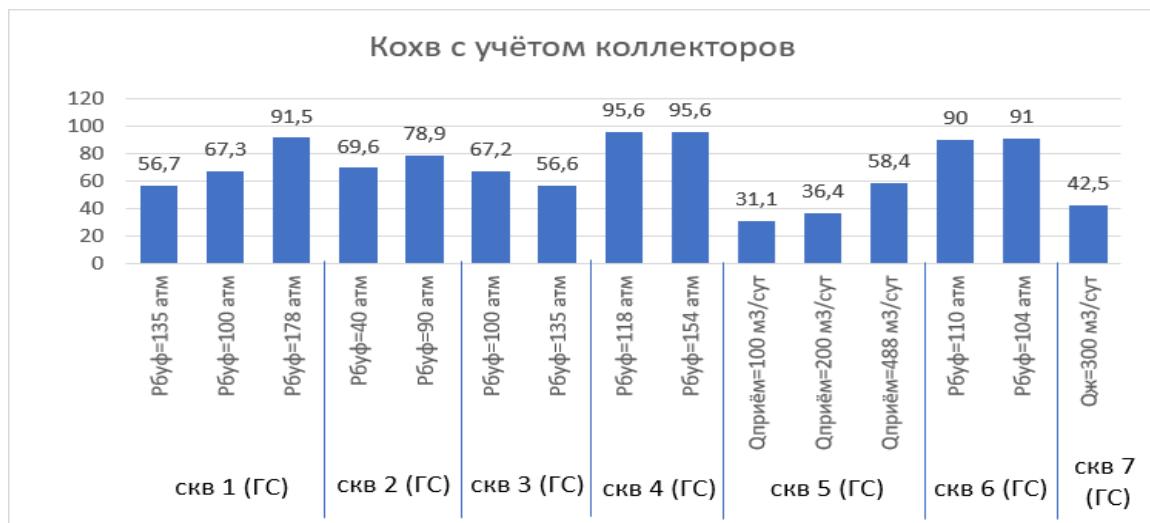


Рисунок 22 – Статистика воздействия закачки на пласт Нх-І

Как видно из рисунка 22, коэффициент охвата работающих толщин достаточно высок. Следует отметить, что в отдельных скважинах Кохв достигает отметки 90%.

Темп падения давления замедляется по мере ввода нагнетательных скважин и к 2015 году темп падения был стабилизирован. Однако, начиная с 2016 года, снижение Рпл связано с интенсификацией отборов большинства добывающих скважин. Это доказано снижением средневзвешенного давления (в таблице 22).

Однако, за счет увеличения уровней закачки и поддержания компенсации в ячейках темп падения пластового давления не совпадает с темпом снижения забойного (приведено на рисунке 23). Согласно анализу данных, с 2017 года наблюдается стабилизация пластового давления с сохранением среднего уровня текущей компенсации до 100%.



Рисунок 23 – Накопленная и текущая компенсация добычи в процессе разработки объекта Нх-И

Для дальнейшего анализа динамики работы системы ППД построены карта компенсация по ячейкам заводнения (рисунок 24) и карта изобар (рисунок 25).

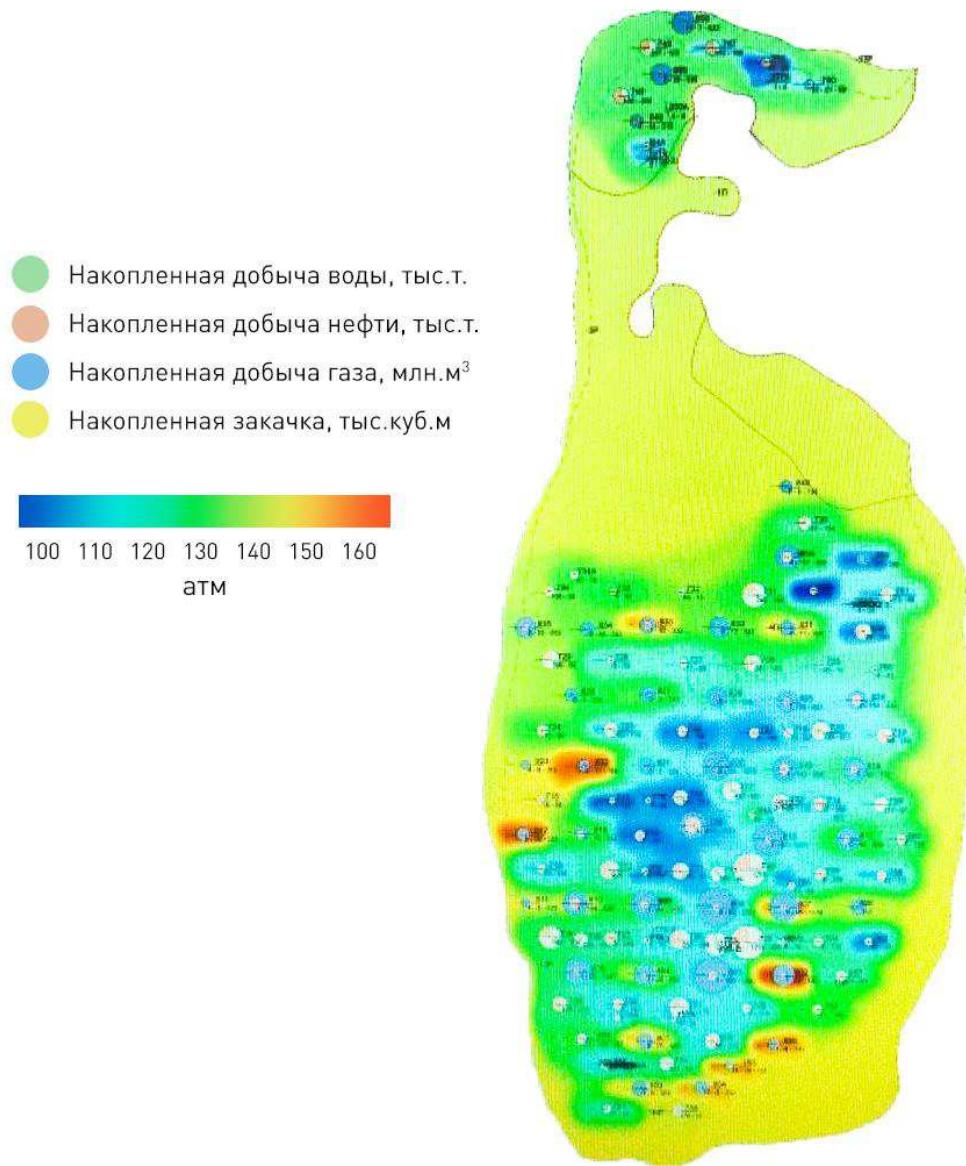


Рисунок 24 – Карта изобар (объект Hx-I)

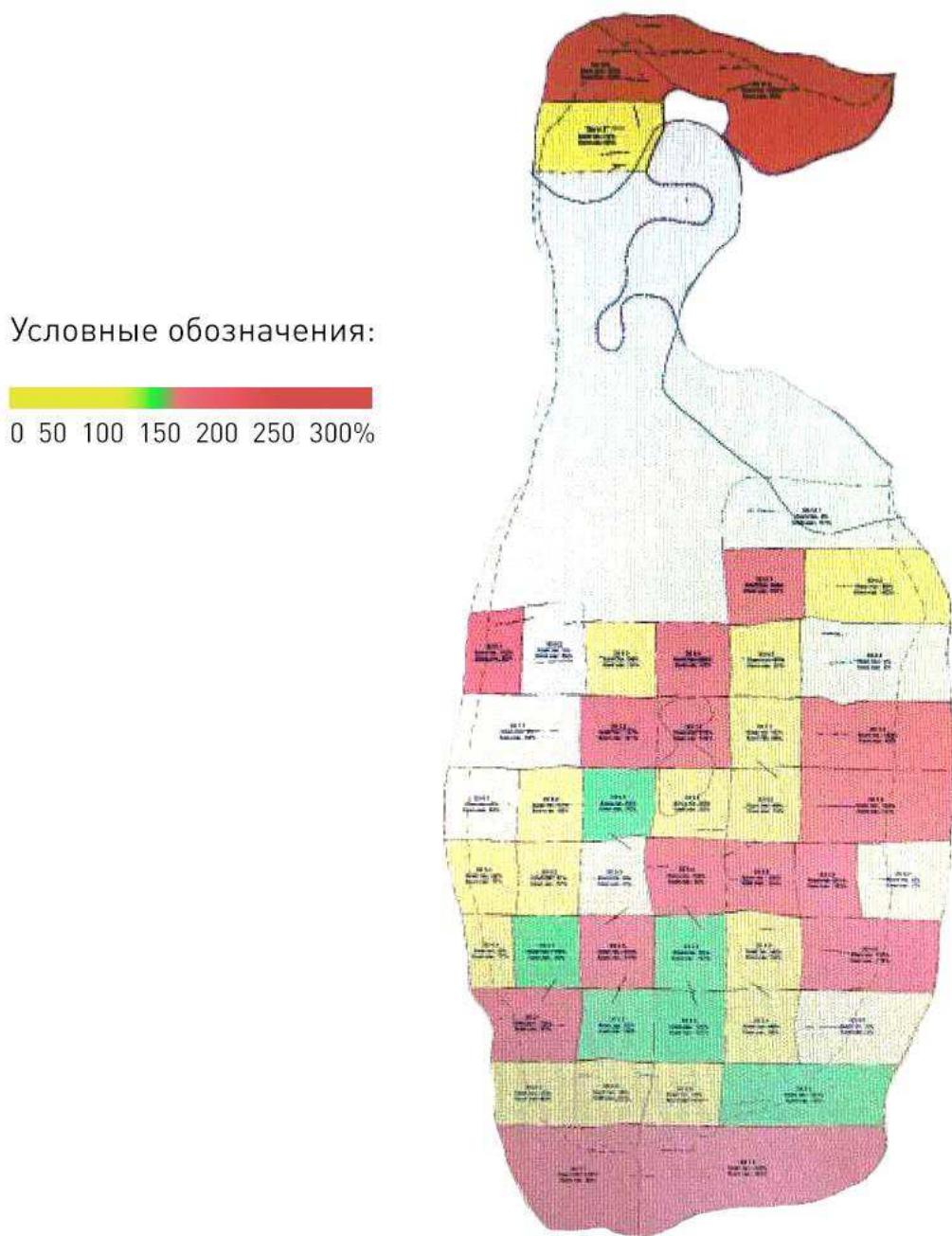


Рисунок 25 – Накопленная и текущая компенсация добычи по ячейкам заводнения объекта Nx-I

#### 4.2.1 Геологические особенности строения пласта Nx-I

Для оценки эффективности системы ППД объекта необходимо учесть геологические особенности строения и соответствие интервалов закачки интервалам добычи нефти. Объект Nx-I характеризуется небольшой толщиной

и низкой расчлененностью (3,6 ед., прибрежно-морские отложения, протяженные и выдержаные по толщине песчаники), что предполагает высокую эффективность разработки горизонтальными скважинами.

Все нагнетательные скважины являются горизонтальными, вскрывая при этом интервалы начальной нефтенасыщенности с высокими ФЕС (соответствуют интервалам вскрытия пласта добывающих скважин). Разрезы по типовым нагнетательным скважинам представлены на рисунке 26.

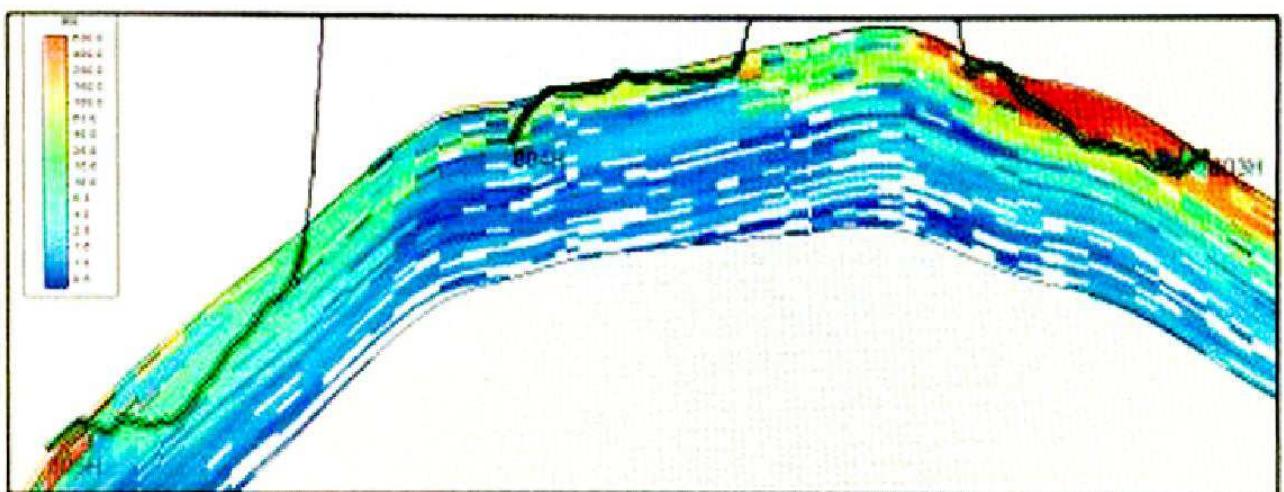


Рисунок 26 – Профили и интервалы перфорации нагнетательных скважин  
объекта Нх-І

Добывающие скважины полностью вскрывают зону с хорошими ФЕС. Основной тип заканчивания горизонтальных скважин – установка песчаных фильтров преимущественно без заколонных пакеров, что приводит к невозможности проведения поинтервальных обработок пласта в стволе скважины и сложности выделения обводнившихся интервалов методами ПГИ по причине перетоков добываемой жидкости за фильтрами.

Так как все нагнетательные скважины являются горизонтальными, то по данным профилеметрии определяется коэффициент работающей длины ствола скважины, а не работающих толщин. Коэффициент работающей длины ствола на объекте достаточно высокий и, в среднем, превышает 60% (рисунок 27).

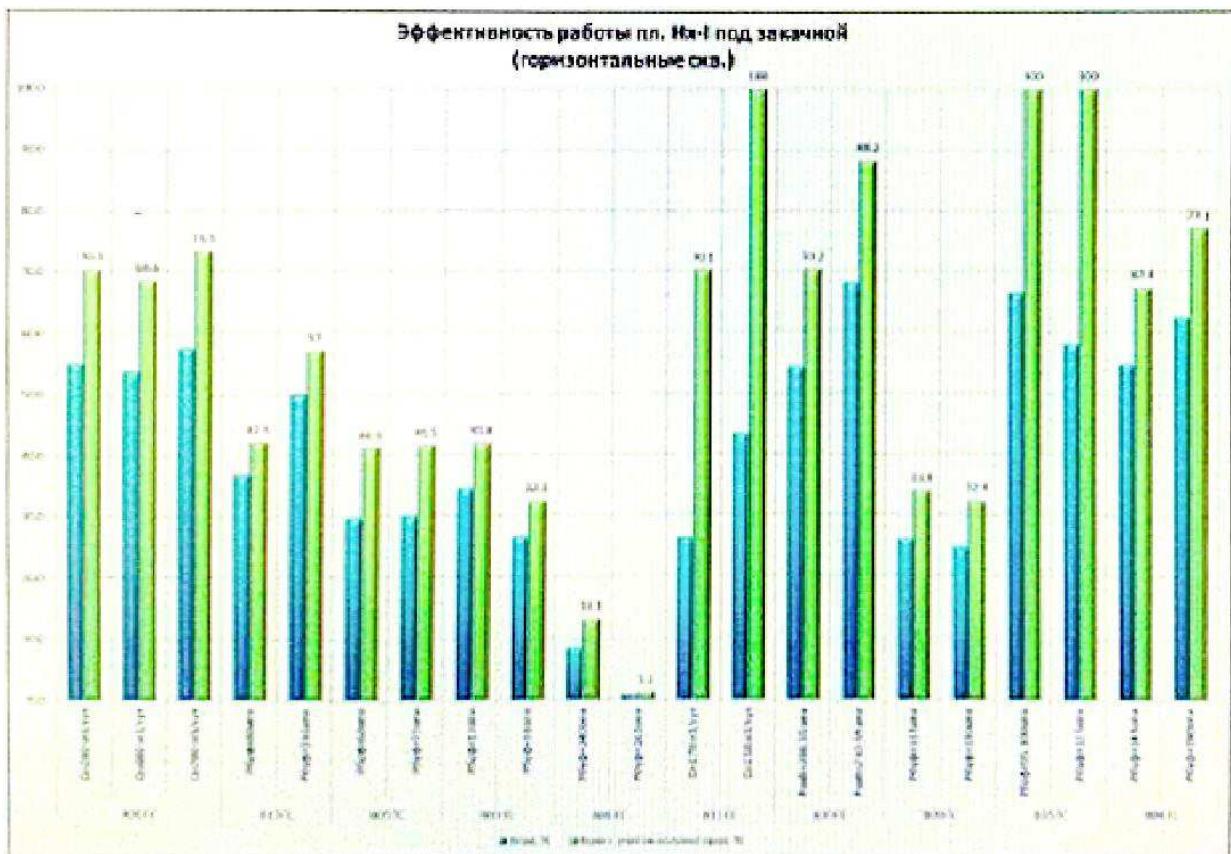


Рисунок 27 – Статистика воздействия закачки на пласт Нх-І с учетом вскрытых коллекторов

#### 4.2.2 Ключевые проблемы системы ППД на объекте Нх-І и пути их решения

Анализ данных ПГИ (рисунок 28) и работы добывающих и нагнетательных скважин (рисунок 29) подтверждает тот факт, что ряд скважин пласта Нх-І характеризуется наличием трещин АГРП. Общая доля нагнетательных скважин с АГРП по объекту Нх-І составляет 55% по данным ГДИС.

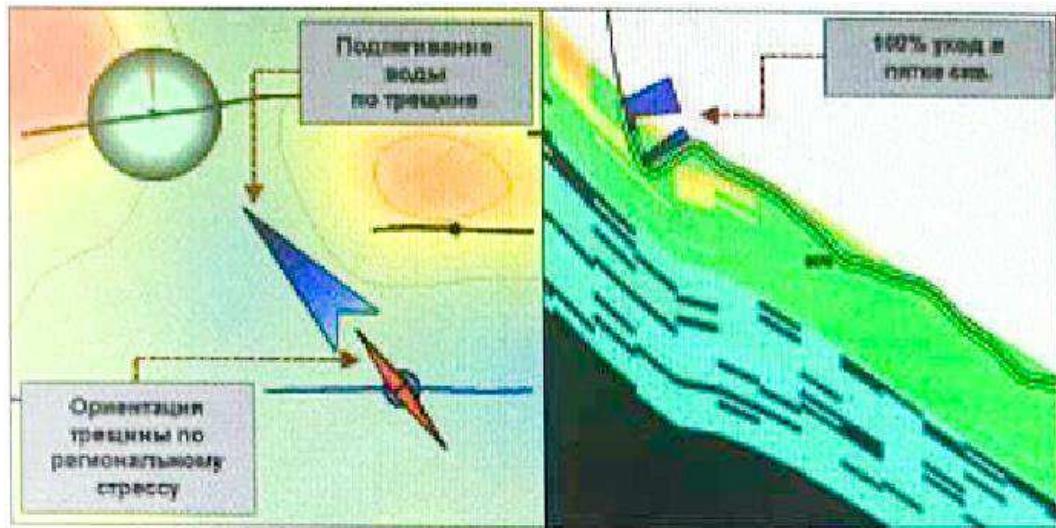
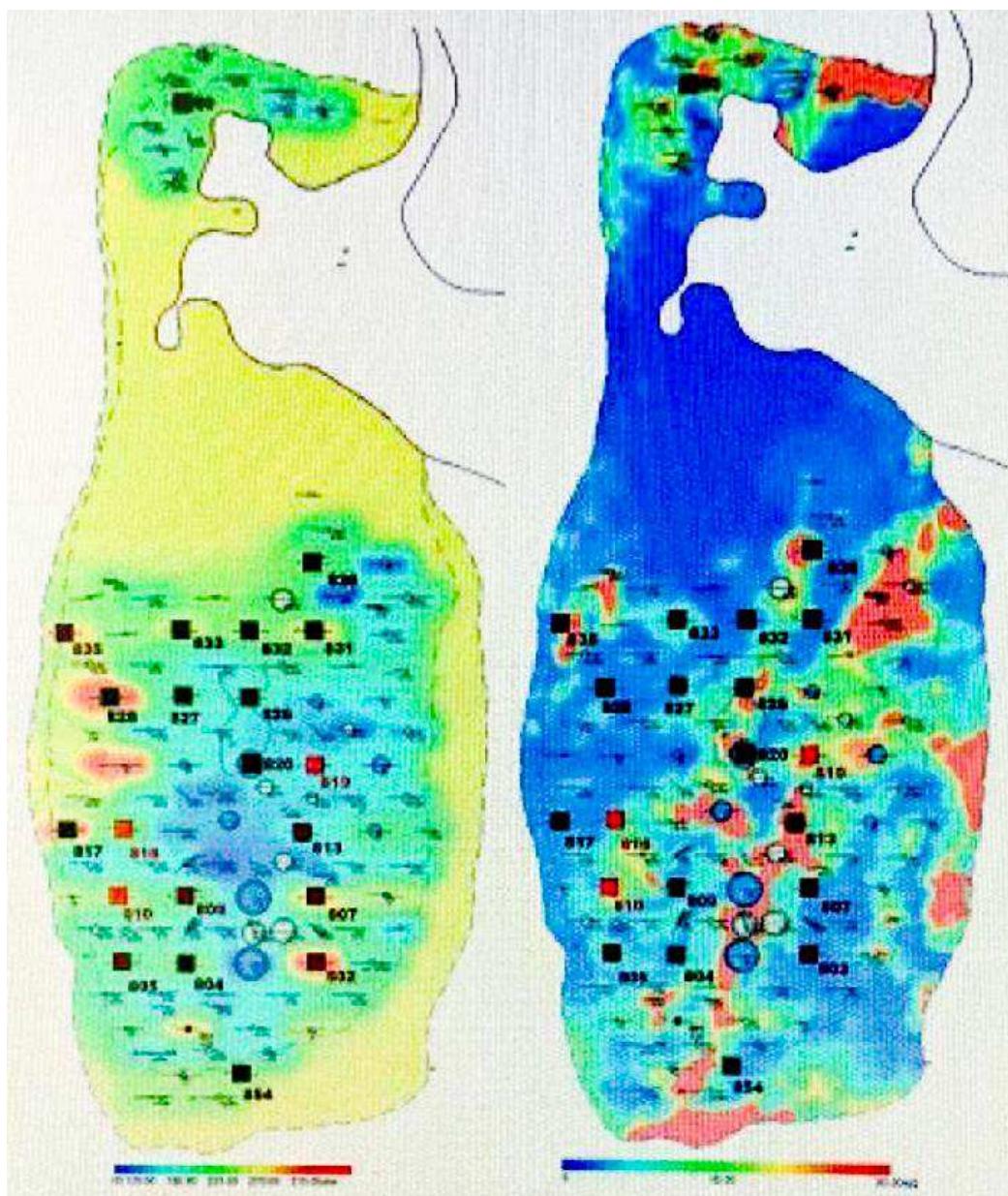


Рисунок 28 – Ориентация трещин пласта Hx-I и выявление трещины по ПГИ



Рисунок 29 – Пример влияния трещин АГРП на работу скважин объекта

Согласно проведенному анализу, наличие трещин АГРП приурочено к зонам со сниженной проницаемостью (рисунок 30).



коричневый – факт по ИД, черный – факт по КПД, красный – предположение по ГДИС  
 Рисунок 30 – Расположение нагнетательных скважин с зафиксированными и вероятными трещинами АГРП на картах изобар и проницаемости

В качестве компенсирующих мероприятий следует регулировать работу скважин для предотвращения развития трещин, а также проводить мероприятия ОПЗ для увеличения продуктивности призабойной зоны и снижения необходимого для закачки давления. Значительных изменений системы ППД на объекте Нх-І не требуется ввиду её сформированности и достаточной компенсации пласта в целом.

#### **4.3 Система ППД объекта Нх-III-IV**

На объекте Нх-III-IV поддержание пластового давления происходит приконтурной системой ППД с расположением водонагнетательных скважин вблизи контура ВНК, а также системой газонагнетательных скважин, осуществляющих закачку газа в газовую шапку. Действующий нагнетательный фонд составляет 39 скважин и 1 газонагнетательная скважина. Динамика средней приемистости отображена на рисунке 31.



Рисунок 31 – Динамика средней приёмистости

Согласно данным из рисунка 31, отрицательная динамика в период с 2012 по 2014 годы связана с вводом в нагнетание скважин с невысокой приемистостью пропластка Нх-III.

Стоить отметить, что на скважинах объекта Нх-III-IV, где вскрыт суперколлектор, коэффициент охвата работающих толщин напрямую зависит от толщины вскрытого высокопроницаемого пропластка (рисунок 32).



Рисунок 32 – Статистика воздействия закачки на пласт Нх-III-IV с учетом вскрытых коллекторов

Снижение пластового давления в зоне отбора с начала разработки составляет 78 атм. (таблица 23). Снижение обусловлено малой эффективностью системы ППД ввиду высоких темпов отбора скважин, где вскрыт суперколлектор.

Таблица 23 – Изменение пластового давления объекта Нх-III-IV

Периметр измерения	Нач. Рпл, атм	янв. 2011	янв. 2012	янв. 2013	янв. 2014	янв. 2015	янв. 2016	янв. 2017	янв. 2018	янв. 2019
В контуре нефтеносности	269	269	253	241	238	220	208	202	196	191

Поддержание пластового давления в пласте Нх-III-IV происходит приконтурной системой ППД с расположением водонагнетательных скважин на восточном и западном борту структуры, а также элементами

внутриконтурной блочной системы ППД на севере залежи. На объекте также реализована система закачки газа в газовую шапку одной скважиной.

Для анализа системы ППД объекта была использована карта накопленных отборов (рисунок 33).

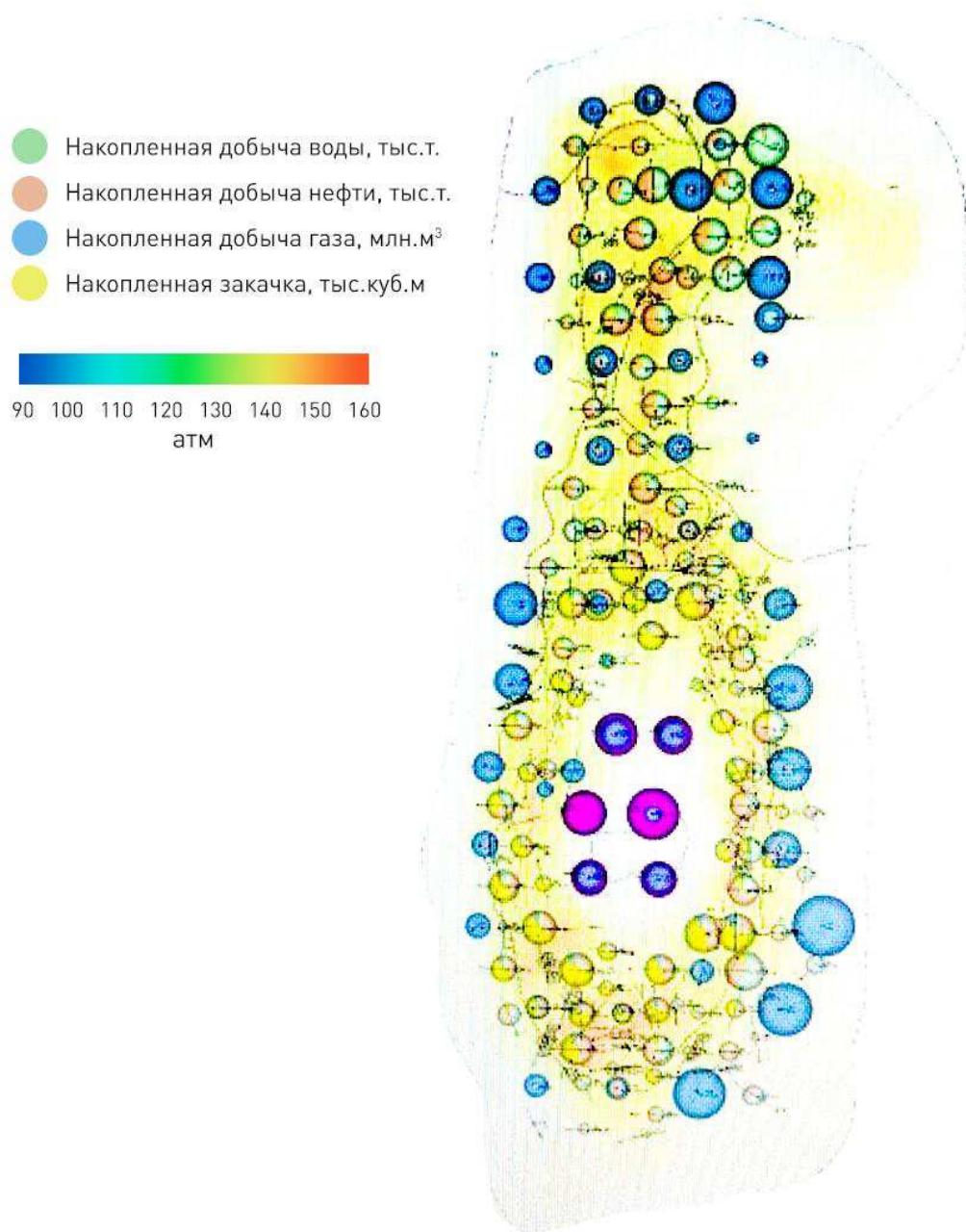


Рисунок 33 – Карта накопленных отборов Нх-III-IV

Как видно из карты, объект разрабатывается блочно-квадратной сеткой с наклонно-направленной нагнетательной скважиной в центре ячейки,

образованной горизонтальными скважинами (расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной 1000 м.) на севере и центральной части залежи и рядной сеткой в подгазовой зоне объекта. Соотношение количества добывающих скважин к нагнетательным на 2019 год составило 2,4. Учитывая конструкцию и максимальную продуктивность добывающих и нагнетательных скважин, при таком соотношении фонда обеспечить 100% компенсацию отборов закачкой без снижения отборов жидкости невозможно, что подтверждается накопленной и текущей компенсацией (рисунок 34) картами изобар (рисунок 35) и компенсации по элементам заводнения (рисунок 36).

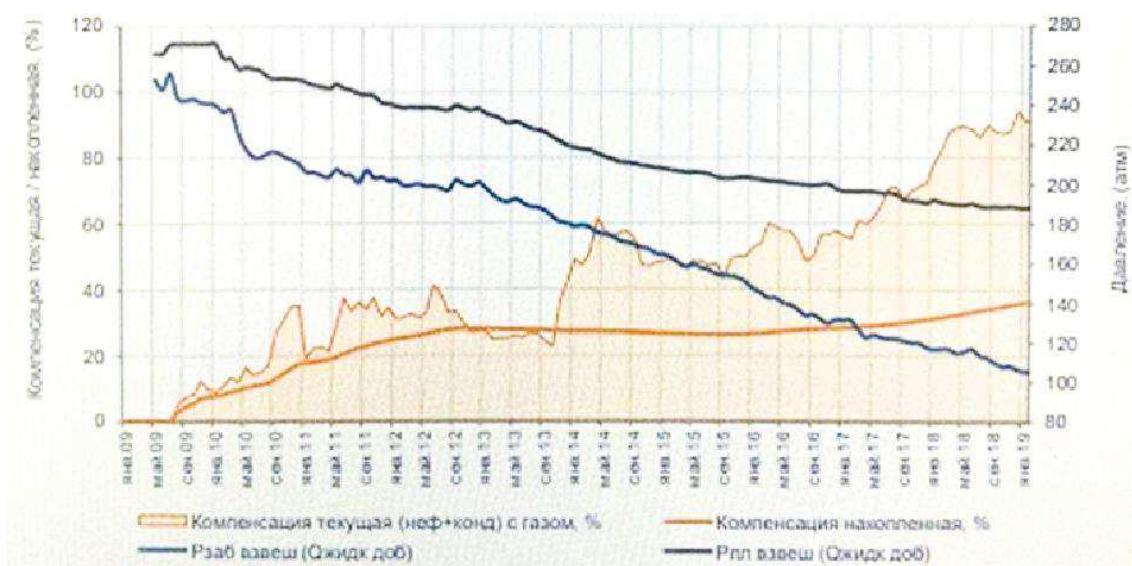


Рисунок 34 – Накопленная и текущая компенсация добычи в процессе разработки пласта Нх-III-IV

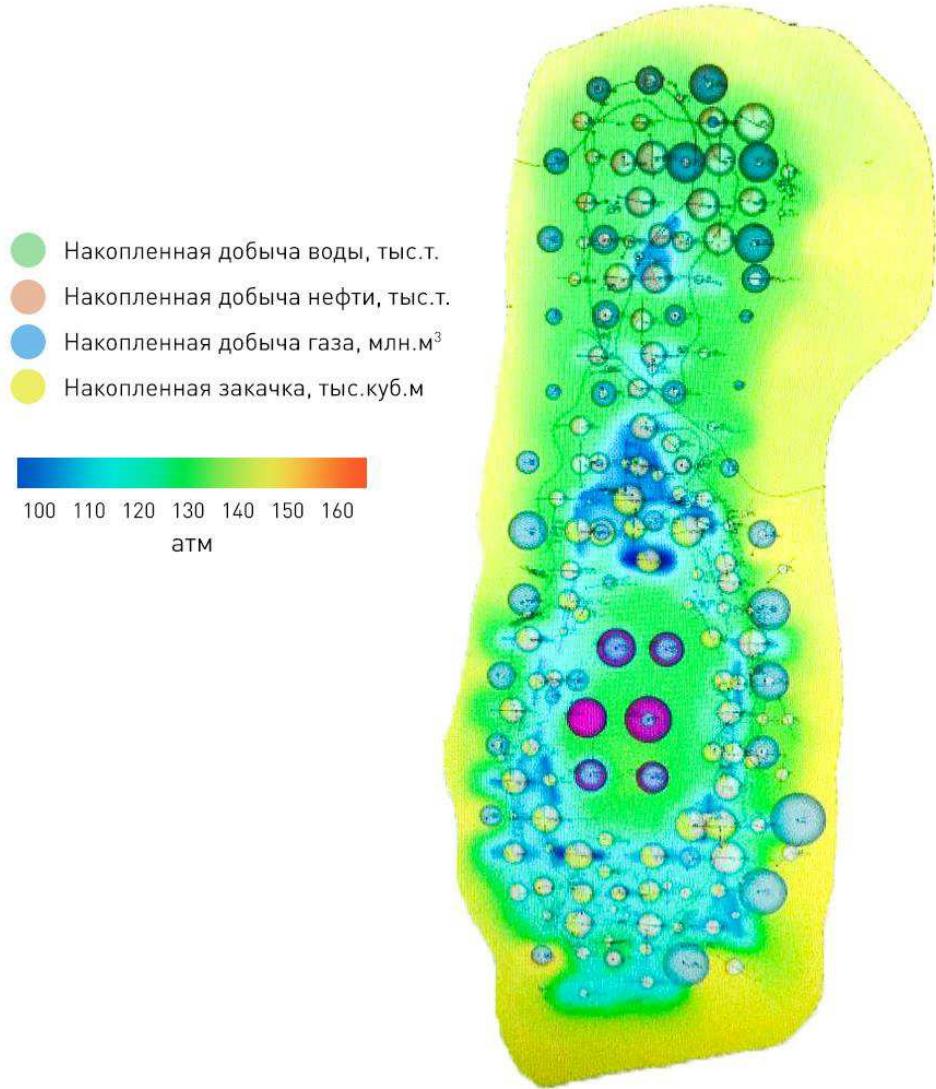


Рисунок 35 – Карта изобар Hx-III-IV

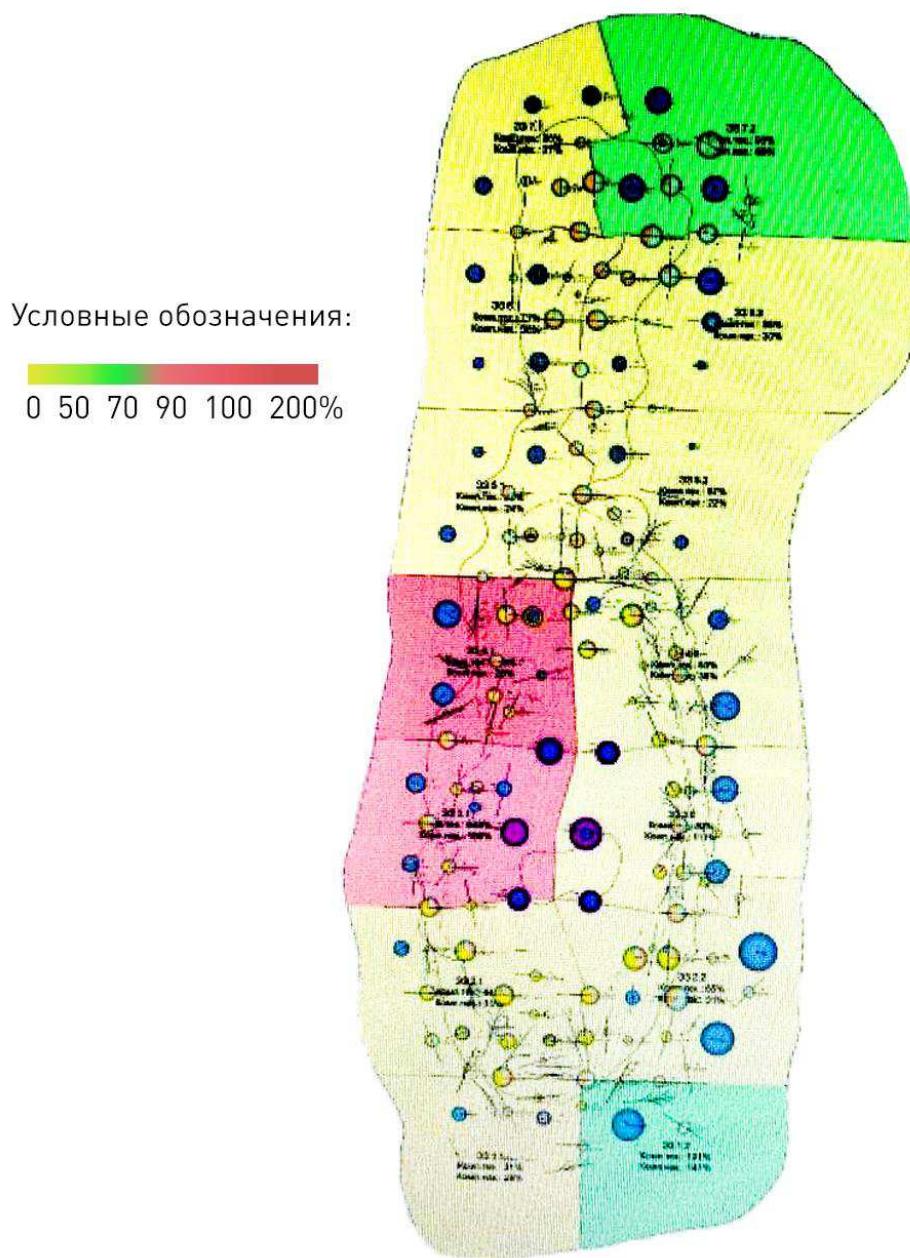


Рисунок 36 – Накопленная компенсация с учетом добычи газа из газовой шапки по ячейкам заводнения Нх-III-IV

#### 4.3.1 Геологические особенности строения пласта Нх-III-IV

Пласт Нх-III-IV характеризуется высокой расчлененностью (12,8 ед., прибрежно-морские и баровые отложения, протяженные и выдержаные по толщине песчаники и глины), что накладывает дополнительные требования на

профиль бурения горизонтальных скважин. Нагнетательные скважины являются наклонно-направленными, либо горизонтальными, вскрывая при этом интервалы начальной нефтенасыщенности (газовые скважины перфорированы в изначально газонасыщенных интервалах). Разрез по типовым нагнетательным скважинам представлен на рисунке 37.

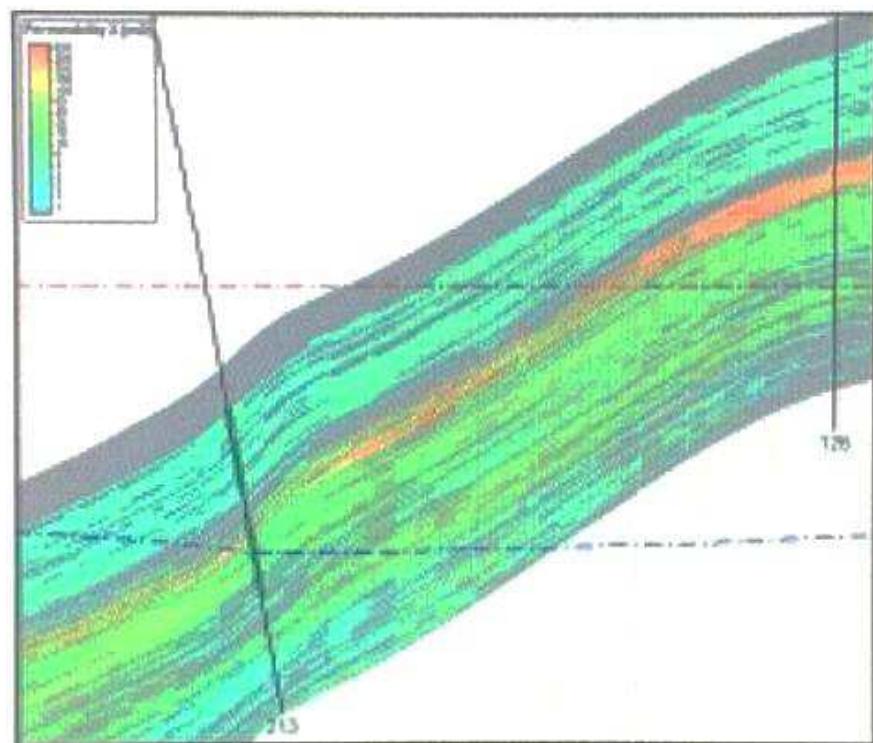


Рисунок 37 – Профили и интервалы перфорации нагнетательных скважин  
объекта Нх-III-IV

Добывающие скважины всегда вскрывают зону с улучшенными ФЕС – «суперколлектор» (рисунок 38). Основной тип заканчивания горизонтальных скважин – установка песчаных фильтров, на отдельных скважинах – эквалайзеров (для ограничения притока из суперколлектора и снижения рисков прорыва воды или газа), что также приводит к сложности проведения поинтервальных обработок пласта в стволе скважины и сложности выделения обводнившихся интервалов методами ПГИ.

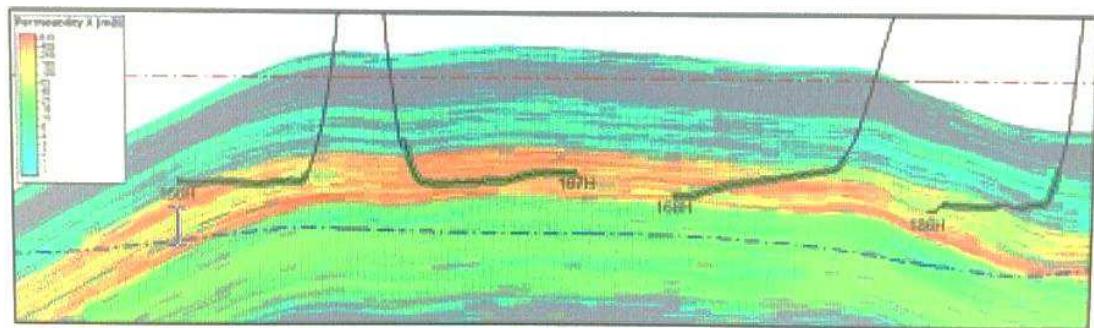


Рисунок 38 – Профили и интервалы перфорации добывающих скважин объекта  
Hx-III-IV

Низкопроницаемый интервал пласта (пропласток Нх-III) вскрыт незначительным количеством скважин. Скважины характеризуются высокими дебитами, однако также имеют высокие темпы обводнения, ввиду закачки воды системой ППД в «суперколлектор».

Стоит отметить, что на нагнетательных скважинах объекта, где вскрыт суперколлектор, коэффициент охвата работающих толщин напрямую зависит от толщины вскрытого высокопроницаемого пропластика и может принимать достаточно низкие значения, что свидетельствует о невытеснении запасов из низкопроницаемых зон (рисунок 39). При этом коэффициент охвата толщин закачкой в газонагнетательных скважинах близок к значению в 100%.

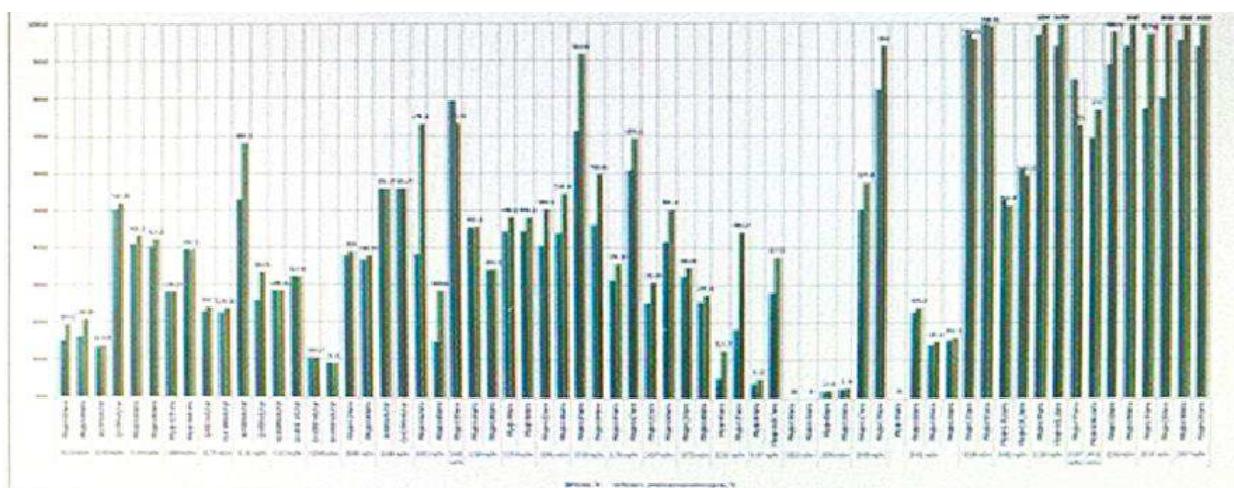


Рисунок 39 – Статистика воздействия закачки на пласт Нх-III-IV

#### **4.3.2 Ключевые проблемы системы ППД на объекте Нх-III-IV и пути их решения**

Основные потери добычи нефти связаны с обводнение скважин суперколлектора (98% фонда). В целях определения проблематики в 2017 году был снижен уровень закачки с последующим мониторингом работы скважин. При снижении закачки рост обводненности продолжился, локально снизилось пластовое давление и увеличился газовый фактор. С 2018 года реализовано увеличение закачки в краевых скважинах, а также перевод 172 скважин в ППД с целью «стягивания» запасов суперколлектора в центральную часть к скважинам с более низкой обводненностью.

Анализ проведенных мероприятий позволил сделать вывод о том, что в результате получено сохранение обводненности в 2019 году при увеличении объемов закачки.

Для снижения негативного влияния от прорывов воды, поддержания и пластового давления по объекту Нх-III-IV, следует по примеру Як-III-VII усилить систему ППД в ближайшие годы эксплуатации объекта путем ввода новых точек нагнетания путём ввода новых скважин ППД, ЗБС в ППД, перевода скважин в ППД и ОРЗ.

Данные мероприятия позволяют поддержать пластовое давление в разбуриваемых зонах и снизить возможные прорывы газа из газовой шапки.

## **5 Безопасность и экологичность**

Одной из первоочередных и важнейших задач на предприятиях нефтегазовой промышленности является обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды. Нефтегазовой отрасли присущи огромные запасы различных видов энергии, работы с использованием высокого давления, температур, габаритных сооружений и значительных объемов химических веществ. Все это представляет потенциальную опасность для здоровья людей и окружающей среды.

Работы по освоению, эксплуатации и ремонту нефтяных скважин и нагнетательных скважин на месторождениях с высокой вероятностью могут сопровождаться различными авариями, поэтому нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия относятся к объектам повышенной опасности и требуют особого постоянного надзора.

Компаниям-разработчикам нефтегазовых месторождений необходимо обеспечить меры для безопасности производства и защиты окружающей среды, в целях предотвращения серьезных и порой необратимых последствий:

- аварии, приводящие к гибели людей и живых организмов;
- загрязнение окружающей среды с нарушением устойчивых экосистем.

Ванкорское НГКМ характеризуется высокой степенью автоматизации производственных процессов и оснащено современными системами безопасности, но при применении новых технологий необходимо ввести дополнительные требования по обеспечению безопасности производимых работ.

Целью данного раздела является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды [39-43].

## **5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Рабочее место оператора по ППД включает открытое пространство кустовой площадки месторождения и помещения, обслуживающие бесперебойную работу по закачке рабочего агента нагнетания.

Рабочая деятельность оператора по ППД связана с обслуживанием устьевого оборудования скважин, установок и сосудов, работающих под давлением, а также установок, работающих с применением вредных и опасных веществ, пара, горячей воды, воздействием электрического тока.

Опасные и вредные производственные факторы представлены в таблице 24 [44-47].

Таблица 24 – Опасные и вредные производственные факторы работ оператора по ППД

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промысловых и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники). Обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования, электропогружных установок, механизмов и трубопроводов, выкидных линий и коллекторов	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенный уровень влажности	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП
Земляные работы. Участие в монтаже и демонтаже наземного оборудования	Эквивалентный уровень шума, превышающий ПДК; вибрация	Обрушение стенок откосов; потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП
Огневые работы	Термический ожог. Возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся врачающиеся осколки; возгорание углеводородов. Повышенный уровень паров масел, предельных углеводородов

## Окончание таблицы 24

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; потеря устойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте, недостаточная освещенность рабочей зоны	Обрыв стальных канатов, ГЗП; опрокидывание ГПМ; разрушение металлоконструкций крана
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [49-52;68].

В процессе производства работ могут возникнуть следующие аварийные ситуации:

- некатегорийные отказы на внутриплощадочных трубопроводах вследствие коррозии металла и воздействия низких температур;
- преждевременный выход из строя оборудования фонтанной арматуры скважин, ЗУ, БГ из-за старения, коррозии металла, повышения давления в системе выше максимально допустимого и воздействия низких температур;

- разрушение фонтанной арматуры из-за наезда спецтехники, спецагрегатов, производящих работы на территории кустовой площадки, из-за стихийных бедствий и др.;
- загорания на территории кустовой площадки скважин, в производственных помещениях ЗУ, БГ, БМА, УДЭ по причине наличия легковоспламеняющихся веществ и неосторожного обращения с огнем; - отключение электроэнергии;
- нефтегазоводопроявление и открытый фонтан на скважине [53-54].

## **5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Iб (IV), средняя температура воздуха зимних месяцев составляет  $-41^{\circ}\text{C}$ , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. Климат резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно 64 тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах  $60^{\circ}\text{-}70^{\circ}$  с.ш., составляет  $-10^{\circ}\text{C}$ . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой  $-26^{\circ}\text{C}$ , в отдельные дни температура воздуха опускается до  $-57^{\circ}\text{C}$ . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с [55-56].

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагонбытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20°C [56].

### **5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup>. Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup> [57].

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды.

В таблице 25 представлены нормы выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам по должности оператор по добычи нефти и газа, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением [57-58].

Таблица 25 – Типовые нормы выдачи индивидуальной защиты, спецодежды и спецобуви для сменного инженера

Наименование СИЗ	Количество
Костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	1 шт.
Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
Перчатки диэлектрические	дежурные
Боты или галоши диэлектрические	дежурные
Сапоги резиновые с защитным подносоком	1 пара
Очки защитные	до износа
Щиток защитный лицевой	дежурный
Средство индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующее или изолирующее	до износа
Наушники противошумные или вкладыши противошумные	до износа
Средство индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) противогазовое	до износа

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 26 [58].

Таблица 26 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

№ п/п	Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
1	Роторный стол	II	На ногах вышки на высоте 4 м под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 45-50° к вертикали	40	200
2	Щит КИП	I	Перед приборами	50	220

## Окончание таблицы 26

№ п/п	Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
3	Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50 °	25	150
4	Путь талевого блока	IV	На лестничных площадках, под углом не менее 65-70 °	13	80
5	Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
6	Приемный мост	IV	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13	80
7	Редукторное помещение	II	На высоте не менее 6 м	30	200
8	Насосное помещение	II	На высоте не менее 3 м	25	200
9	Глиномешалки	III	На высоте не менее 3 м	26	200
10	Превентор	III	Под полом буровой	26	200
11	Площадка горюче- смазочных материалов и инструментов	V	На высоте не менее 3 м	10	50
12	Желобная система	V	На высоте не менее 3 м. На всем протяжении желобов	10	50

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [59-60].

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [61].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [62, 69].

## 5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (далее ПДК). Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания с помощью газоанализатора или рудничной лампы.

Предельно допустимая концентрация пыли в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup> [63].

Таблица 27 – Взрывопожароопасные и токсикологические свойства компонентов рабочих агентов системы ППД

Компонент	Агрегатное состояние	Класс опасности по ГОСТ 12.007-76	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация компонента в воздухе рабочей зоны, мг/ м <sup>3</sup>
Нефть	Ж	3	Учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания и координации тонких мышечных движений, головная боль	10
УВ предельные С1-С10	Г	4		300
СО	Г	4		20
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	Ж	4		3
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас	Ж	3		10
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	Ж	3		10
ДК-дрилл, сайпан	Ж	4		2
Сажа	Тв	3		4
Аммиак	Ж	3		20
Спирт этиловый	Ж	4		1000
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	Ж	4		300
Керосин (в пересчете на С)	Ж	4		300

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. 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.

При применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи используются химические вещества. Многие химические вещества, попадая в воздух рабочих помещений в процессе производственной деятельности, могут оказывать неблагоприятное воздействие на здоровье и нормальную жизнедеятельность организма.

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов
- не реже двух раз за смену;
- в местах, обслуживаемых периодически,
- перед началом работ и в процессе работы;
- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны
- не реже одного раза за смену;
- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 мин [68-70].

Стандартное напряжение для работы УЭЦН составляет 380 В. Кабели, используемые на кустовой площадке и спущенные к ЭЦН, бронированы.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током [71].

## **5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [72].

Скважина относится к наружной установке категории взрыва и пожароопасности В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ.

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В таблице 28 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [73].

Таблица 28 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,5
Температура самовоспламенения, °C	450	270-320
Температура вспышки, °C	-	40-170
Предельно-допустимая концентрация, мг/ м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1,26-6,5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией, на приборы управления

автоматическими установками пожаротушения, инженерным и технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми ручными пожарными извещателями на расстоянии через каждые 50 м [74].

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком,  $V = 0,5 \text{ м}^3$  – 4 шт.;
- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.; - ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт [75].

Противопожарный инвентарь должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

## **5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 29 [76].

Таблица 29 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания

	- загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	- выброс газа и разлив нефти - загрязнение окружающей среды
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированным фондом являются пожары и разливы нефти.

Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов, начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

## **5.7 Экологичность проекта**

При разработке месторождения X необходимо предусмотреть следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха:

- испытание трубопроводов на прочность и герметичность;
- стопроцентный контроль швов сварных стыков трубопроводов;
- применение герметизированной системы сбора углеводородов;
- оборудование всех аппаратов и сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами с обвязкой на факельную систему.

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- устройство нефтеволовушек, дренажа на пониженных участках местности;
- сооружение систем накопления отходов бурения;
- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеволовушек для последующей их утилизации;
- обезвреживание отходов бурения методом отвердения;
- после завершения работ проводятся работы по восстановлению нарушенных земель [77–79].

К мероприятиям, обеспечивающим снижение воздействия на животный мир, относятся:

- минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц;
- проведение строительных работ в зимний период с целью снижения воздействия на орнитофауну;
- комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками;
- уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства;
- хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

Природоохранные мероприятия по охране поверхностных водотоков и подземных вод включают:

- полную герметизацию системы сбора и транспортировки нефти и газа, обвалование скважин;
- систематический контроль (2 раза в сутки) за состоянием технологического оборудования;
- оборудование приустьевых площадок скважин для сбора ливневых и производственных стоков, ежеквартальный контроль за качеством воды,
- размещение буровых площадок за пределами водоохранных зон рек и ручьев.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В целом энергетическое состояние разрабатываемых залежей месторождения X оцениваю как удовлетворительное. Уровень компенсации добычи по рассмотренным объектам разработки составляет менее 100%, однако приведенные в разделах «Пути решения» выводы позволяют достичь требуемый уровень компенсации и поддержания пластового давления.

По объекту Як-III-VII выполнение программы перераспределения малоэффективной закачки внесёт свой вклад в ППД в центральной части залежи, а также будет способствовать росту добычи скважин.

Большая доля скважин пласта Нх-I имеет отражающий характер обводнения ввиду подтягивания воды от системы ППД по высокопроницаемым каналам фильтрации. Однако на данный момент реализована программа перераспределения закачки в систему ППД, что позволило сохранить монотонную динамику роста обводненности без резких изменений.

По пласту Нх-III-IV на данный момент достигнуто преломление тренда роста обводненности за счёт мероприятий ППД, регулирования закачки и удержания отборов жидкости.

Подводя итог, по рассматриваемым объектам разработки месторождения X, для снижения негативного влияния от прорывов воды, поддержания пластового давления следует усилить систему ППД в ближайшие годы эксплуатации объекта путем ввода новых точек нагнетания путём ввода новых скважин ППД, ЗБС в ППД, перевода скважин в ППД и ОРЗ.

Данные мероприятия позволять поддержать пластовое давление в разбуруиваемых зонах и снизить возможные прорывы газа из газовой шапки.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

АВПД – аномально высокое пластовое давление;  
АНПД – аномально низкое пластовое давление;  
АПД – аномальное пластовое давление;  
ВНС – ввод новых скважин;  
ЗБС – зарезка боковых стволов;  
КНС - кустовая насосная станция;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
МСП - системы межскважинной перекачки;  
НС - нагнетательные скважины;  
НСВ - насосная станция водоподъема;  
ОРЗ - одновременно раздельная закачка;  
ПД – пластовое давление;  
ППД – поддержание пластового давления;  
РВ - резервуар вертикальный;  
ТВО - трубный водоотделитель;  
ЦНС – центробежный насос секционный.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 «Оренбургнефть» внедряет уникальную технологию освоения трудноизвлекаемых запасов <https://glavteh.ru/news>
- 2 Абдуллин, Ф.С. Добыча нефти и газа. М.: Недра, 1983 г., стр.60-61
- 3 Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин А.Ю., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., Недра. 1989
- 4 Багманов А.А, Технологические и экономические критерии для оценки эффективности работы насосных агрегатов ЦНСА системы ППД // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: Сб. научн. тр. / ИПТЭР. - Уфа: ТРАПСТЭК, 2005. - вып. 64. - С. 207-215
- 5 Башта Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б. и др. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы. М.: Машиностроение, 1982. С. 188-190
- 6 Герцен А.В. Применение насосов ЭЦН «Перевернутого типа» // «Научнопрактический электронный журнал Аллея Науки» №5(32) 2019 Alleyscience.ru
- 7 Лобусев А.В. Системные решения по повышению эффективности недропользования – основа устойчивого воспроизводства ресурсной базы углеводородов России // О состоянии геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы: Аналит. вестник (к «правительственному часу» в рамках 355-го заседания Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации 28.05.2014). 2014. № 16 (534). С. 49–57. 3. Лобусев А.В., Лобусев М.А. Методика комплексной интерпретации сейсморазведки 3D и бурения с целью построения геологических моделей залежей углеводородов: Учебник. М.: Недра, 2012.
- 8 Антипова Ю.А., Брагин Ю.И., Лобусев М.А. Геолого-промышленное обоснование основных элементов систем разработки нефтяных залежей: Учеб.-метод. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.
- 9 Роснефть официальный сайт компании [сайт] - Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/>

10 Фомичев, А.Ю. Анализ динамики фильтрационных параметров пластов ЯК-III-VII в процессе разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край) / А.Ю. Фомичев, Л.К. Кудряшова II //Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летнему юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г.: в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР); Общество инженеров-нефтяников, международная некоммерческая организация, Студенческий чаптер ; под ред. А. Ю. Дмитриева.

11 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39-007-96.

12 Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 N 2395-1 (действующая редакция)

13 «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (Утверждено Приказом МПР России от 21.03.2007 №61)

14 «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61)

15 Годовой отчет Открытого акционерного общества «Роснефть» за 2019 год.

16 Гительман Л.Д. Энергетический бизнес: Учеб. Пособие/ Гительман Л.Д. Ратников Б.Е. - 2-е изд., испр. — М.: Дело, 2006. – 124с.

17 Квеско Б.Б. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. / Учебное пособие. Томск, 2001г.

18 Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – Москва : Недра, 1998г.- 365 с.

19 Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физикохимических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. М.: ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 448 с.

- 20 Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М., Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, М., Недра, 1989.
- 21 Каплан Л.С., Ражетдинов У.З. Введение в технологию и технику нефтедобычи. – Уфа: ПКФ «Конкорд - Инвест», 1995 г.
- 22 Иванова М.М., Дементьев И.П., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. / Учебник для вузов – М.: Недра, 1992г. – 383с.
- 23 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983г.
- 24 Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. Ижевск Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010г.
- 25 Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Обоснование направлений в разработке методов селективной изоляции притока воды в нефтяных скважинах. Труды БашНИПИнефть, вып.42, Уфа, 1975г.
- 26 Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г., Большаков Л.А. «Ограничение водопритоков в скважинах при заводнении», - М.: ВНИИОЭНГ, 1977г.
- 27 Воробьев В.Д., Ткаленко Р.А. «Методы регулирования разработки многопластовых месторождений», - М.: ВНИИОЭНГ, 1977г.
- 28 Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З. Разработка нефтяных месторождений. - М.: 1994.
- 29 Еронин В.А., Литвинов А.А., Кривоносов И.В., Голиков А.Д. Эксплуатация системы заводнения пластов.- М.: Недра. 1973 - 200 с.
- 30 Тронов В.П., Тронов А.В. «Очистка вод различных типов для использования в системе ППД». - Казань: Фэн. 2001 - 560 с.
- 31 Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов.- М.: Недра. 1987. - 247 с.
- 32 Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: Недра. 1978 - 448 с.

33 Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис». 2001 - 544 с.

34 Бобрицкий И.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности.- М.: Недра. 1965 - 215 с.

35 Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.И. Бухаленко.- М.: Недра, 1983 – 399 с.

36 Дон Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Перевод с англ. магистр геологич.ф-та МГУ ти. М.В. Ломоносова, инженер-разработчик нефтяных и газовых месторождений компаний «Шлюмберже» Ю.А. Наумов. Второе изд., доп. Москва. 2001 – 143 с.

37 Джеймс Ли, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Перевод с англ. к.т.н. Вольгин С.Г., к.т.н. Шулятиков И.В., Москва. 2008 – 365 с.

38 Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995 — 496 с.

39 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.03.2017. – Москва : Межгосударственный технический комитет по стандартизации МТК 251 "Безопасность труда", 2017. – 23 с.

40 ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) – Введ. 01.11.2015. – Москва : Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2015. – 50 с.

41 ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация. – Введ. 01.07.1981. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 7 с.

42 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования – Введ. 01.07.2008. – Москва : Госстандартом России, 2008. – 32 с.

43 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственно и совмещенному освещению жилых и общественных зданий – Введ. 15.06.2003. – Москва : Главный государственный санитарный врач Российской Федерации, 2003. – 27 с.

44 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 – Введ. 20.05.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 465 "Строительство", 2011. – 80 с.

45 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1) – Введ. 01.01.1989. – Москва : Министерство здравоохранения СССР, Всесоюзным Центральным Советом Профессиональных Союзов, 1989. – 107 с.

46 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений – Введ. 01.10.1996. – Москва : Постановлением Госкомсанэпиднадзора России, 1996. – 86 с.

47 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование – Введ. 01.01.2004. – Москва : Управлением технического нормирования, стандартизации и сертификации в строительстве и ЖКХ Госстроя России, 2004. – 93 с.

48 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственно и совмещенному освещению жилых и общественных зданий – Введ. 15.06.2003. – Москва : Министерство юстиции Российской Федерации, 2003. – 115 с.

49 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 11.05.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 465 "Строительство", 2011. – 80 с.

50 СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009 – Введ. 01.09.2009. – Москва : Главный государственный санитарный врач Российской Федерации, 2009. – 86 с.

51 ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1) – Введ. 01.07.1982. – Москва : Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1982. – 13 с.

52 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности – Введ. 01.08.2003. – Москва : Нормативно-техническим отделом Главного управления Государственной противопожарной службы, 2003. – 37 с.

53 Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме" от 25.04.2012 N 390 [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_19671/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/)

54 СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы – Введ. 01.01.1987. – Москва : Государственного комитета СССР по делам строительства, 1987. – 19 с.

55 НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией» – Введ. 18.06.2003. – Москва : Министерство чрезвычайных ситуаций , 2003. – 57 с.

56 СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы – Введ. 01.01.1987. – Москва : Государственный комитет СССР по делам строительства, 1987. – 19 с.

57 ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1) – Введ. 01.07.1982. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. – 7 с.

58 ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – Введ. 01.01.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 251 "Безопасность труда", 2011. – 41 с.

59 ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1) – Введ. 01.07.1982. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. – 13 с.

60 Приказ Минтруда России "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска от 05.12.2014 N 625н [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_19671/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/)

61 ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования – Введ. 01.12.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации средств индивидуальной защиты ТК 320 "СИЗ", 2011. – 51 с.

62 СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" – Введ. 01.10.1996. – Москва : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 43 с.

63 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование – Введ. 01.01.2004. – Москва : Управлением технического нормирования, стандартизации и сертификации в строительстве и ЖКХ Госстроя России, 2004. – 93 с.

64 [СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03](#) Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – Введ. 10.04.2003. – Москва : Главный государственный санитарный врач РФ, 2003. – 105 с.

65 ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности – Введ. 01.01.1992. – Москва : Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1992. – 18 с.

66 [СНиП 2.09.03-85](#) Сооружения промышленных предприятий. – Введ. 01.01.1987. – Москва : Государственный комитет СССР по делам строительства, 1987. – 148 с.

67 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий – Введ. 15.03.2010. – Москва : Главный государственный санитарный врач Российской Федерации, 2010. – 29 с.

68 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 465 "Строительство", 2011. – 80 с.

69 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация – Введ. 01.07.1981. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 71 с.

70 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1) – Введ. 01.01.1989. – Москва : Министерство здравоохранения СССР, Всесоюзным Центральным Советом Профессиональных Союзов, 1989. – 107 с.

71 ГОСТ 121.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1) – Введ. 01.01.1989. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1989. – 8 с.

72 НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией» – Введ. 18.06.2003. – Москва : Министерство чрезвычайных ситуаций , 2003. – 57 с.

73 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования – Введ. 01.01.1978. – Москва : Государственный комитет стандартов Совета Министров СССР, 1978. – 12 с.

74 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1) – Введ. 01.05.2009. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 274 "Пожарная безопасность", 2009. – 44 с.

75 Постановлением Правительства РФ "О противопожарном режиме" от 25.04.2012 N 390 [Электронный ресурс]. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_19671/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/)

76 СНиП 2.01.02-85 Противопожарные нормы – Введ. 01.01.1987. – Москва : Государственный комитет СССР по делам строительства, 1987. – 19 с.

77 ТКП 45-2.02-22-2006 Здания и сооружения. Эвакуационные пути и выходы правила проектирования – Введ. 03.03.2006. – Минск : Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2006. – 19 с.

78. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. – Введ. 01.01.1996. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 71 “Гражданская оборона, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций”, 1996. – 10 с.

79. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. – Введ. 01.01.1997. – Москва : Технический комитет по стандартизации ТК 71 “Гражданская оборона, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций”, 1997. – 10 с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой РЭНГМ

Н. Г. Квеско Н. Г. Квеско

«25 » 06 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

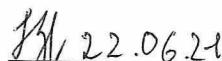
**АНАЛИЗ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА  
ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Научный руководитель

  
подпись, дата

доцент, канд.техн.наук Е. В. Безверхая

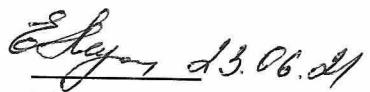
Выпускник

  
подпись, дата

А. М. Власов

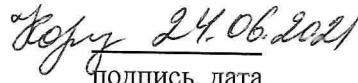
Консультанты:

Безопасность и экологичность

  
подпись, дата

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

  
подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2021