

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа
Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Анализ возможности применения водогазового воздействия на
пласт на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении

Руководитель	_____	<u>канд. техн. наук. доц.</u>	<u>Нухаев М.Т.</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Баженова М.Г.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Консультант:			
Безопасность и экологичность	_____		<u>Мусяиченко Е.В.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Коржова С.В.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д.Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Баженовой Марии Габилловне

Группа ГБ 13-03

21.03.01. Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ возможности применения водогазового воздействия на пласт на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении

Утверждена приказом по университету № 6477/с 22.05.2017 г.

Руководитель ВКР доцент, канд. техн. наук М.Т. Нухаев, каф. РЭНГМ ИНИГ СФУ.

Исходные данные для ВКР: пакет геологической, геофизической и технологической информации по Ванкорскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, технологические регламенты.

Перечень разделов ВКР

1. Геология месторождения;
2. Технологическая часть;
3. Специальная часть;
4. Безопасность и экологичность.

Перечень графического материала

1. Обзорная карта района месторождения
2. Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Ванкорского месторождения
3. Зависимость дебита нефти от газового фактора для скважин пластов Як-III-VII и НХ-III-IV
4. Потери при проведении опытов дифференциальной и контактной конденсации
5. Геологические запасы нефти по объектам разработки
6. Извлекаемые запасы нефти по объектам разработки
7. Основные показатели разработки по добыче и фонду Ванкорского месторождения
8. Проекция ствола скважины № n
9. Изменение контуров по объекту Як-III-VII
10. Карта выработки запасов на 2021 год по северной части залежи для разной плотности сеток скважин

11. Динамика добычи ПНГ и ПГ
12. Принципиальная схема газовой инфраструктуры Ванкорского месторождения
13. Принципиальная технологическая схема закачки газа с целью ППД
14. Система ППД ПНГ на полное развитие
15. Попеременная закачка газа и воды
16. Одновременная закачка газа и воды
17. Зависимость КИН от газосодержания водогазовой смеси
18. Последовательная закачка газа и воды
19. Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ
20. Одна из схем реализации насосно-эжекторной технологии водогазового воздействия на пласт
21. Карта накопленных отборов объекта Нх-III-IV
22. Анализ выработки запасов для объекта Нх-III-IV
23. Пример выработка недренируемых запасов Нх –IV
24. Зоны воздействия факельных установок на лесные экосистемы

Руководитель

(подпись)

М.Т.Нухаев

Задание принял к исполнению

(подпись)

М.Г.Баженова

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страницы, 24 рисунков, 18 таблиц, 22 источника, 6 приложений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, ПЛАСТ, КОЛЛЕКТОР, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА, ПРОФИЛЬ ПРИЕМИСТОСТИ, ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ДОБЫЧА, ДИНАМИКА, АНАЛИЗ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, СЖИГАНИЕ.

Объектом исследования является Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение.

Целью выпускной квалификационной работы является проведения анализа возможности применения водогазового воздействия на пласт на примере Ванкорского НГКМ.

В работе приведена геолого-промысловая характеристика месторождения, дана информация о текущем состоянии разработки. Рассмотрена схема использования ПНГ, схема газовой инфраструктуры месторождения. Произведен анализ методов водогазового воздействия применительно к месторождению, с целью выбора наиболее эффективного. Представлен комплекс мероприятий, обеспечивающий достаточный уровень охраны окружающей среды и недр от негативного воздействия существующей разработки и обустройства месторождения

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентации изготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геологическая часть	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	8
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов .	13
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды	17
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....	21
1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на месторождении	23
2. Технологическая часть	24
2.1 Текущее состояние разработки Ванкорского НГКМ	24
2.2 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки	25
2.3 Анализ состояния фонда скважин	28
2.4 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на данном месторождении	30
2.5 Анализ выработки запасов и эффективности реализуемой системы разработки	32
3. Специальная часть.....	36
3.1 Состав и свойства попутного нефтяного газа.....	38
3.2 Объемы добычи ПНГ	40
3.3 Анализ способов использования попутного нефтяного газа на Ванкорском нефтегазоконденсатом месторождении	43
3.4 Закачка ПНГ в пласт для системы ППД.....	45
3.5 Водогазовое воздействие, мировой и отечественный опыт	48
3.6 Виды водогазового воздействия	51
3.7 Эффективное технологическое решение	52
3.8 Лабораторные исследования водогазового воздействия.....	55
3.9 Наиболее оптимальный метод воздействия на Ванкорском месторождении	57
4. Экология и безопасность производства	62

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	62
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	63
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	64
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	66
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	67
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	69
4.7 Экологичность проекта	70
Заключение	75
Список сокращений	76
Список использованных источников	77
Приложение А	80
Приложение Б.....	81
Приложение В	82
Приложение Г	83
Приложение Д	84
Приложение Е.....	85

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что в процессе добычи углеводородного сырья из недр извлекается не только смесь жидких углеводородных компонентов и не углеводородных примесей, но и попутный нефтяной газ (ПНГ). ПНГ – это газ, существующий вместе с нефтью, состоящий преимущественно из углеводородных газов C_1-C_4 и легких жидких углеводородов (газовый конденсат). Он растворен в нефти и находится над ней, образуя «газовую шапку», под давлением. На выходе из скважины давление падает, и попутный газ отделяется от нефти. Этот газ в прошлые времена не использовался, а просто сжигался, нанося тем самым непоправимый вред окружающей среде.

Было найдено эффективное решение данной проблемы на промысле. ПНГ стали использовать, как агент для поддержания пластового давления. В результате этого нашел отклик новый метод, который называется водогазовое воздействие.

Водогазовое воздействие на пласт, как метод повышения нефтеотдачи возник в результате совершенствования технологии вытеснения нефти газов высокого давления и технологии разработки залежи нефти заводнением. Комбинированное вытеснение нефти водой и газом более эффективно, чем закачка в пласт только воды или только газа. Водогазовое воздействие сочетает полезные особенности газа - возможность достижения высокого коэффициента вытеснения нефти из объема пористой среды- с полезным действием воды – возможность достижения относительно более высокого коэффициента охвата, свойственного заводнению.

В случае воздействия на нефтяные пласты одновременно газа и воды капиллярные силы способствуют более быстрому проникновению в мелкие поры, а газ будет вытеснять нефть из крупных пор, полнота извлечения нефти выше за счет уменьшения остаточной нефтенасыщенности крупных пор.

Далее мы рассмотрим разные модификации водогазового воздействия и выберем наиболее оптимальный, который подойдет для нашего месторождения.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение большей частью площади расположено в Туруханском районе Красноярского края. Часть его территории, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, расположена на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск в 300 км к юго-западу от месторождения (рисунок 1.1)



Рисунок 1.1 - Обзорная карта района месторождения

Район месторождения характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает 450-480 м, при толщине

деятельного слоя не более 0,5-1,0 м. Основными мерзлотно-геологическими процессами и явлениями на территории являются: морозобойное растрескивание, термоэрозия, термокарст, пучение. По долинам рек развиты солифлюкция, нивация, оползни и оплывины. По берегам озер происходит термоабразия.

Климат района работ является арктическим, характеризующимся суровой и продолжительной зимой, и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура отрицательная, минус 10-11⁰С. Наиболее теплый месяц года июль, средняя температура воздуха в июле +16⁰С, при максимальных значениях до +30⁰С. Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, со средней температурой воздуха около –26⁰С, и максимальной – 57⁰С.

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, составляет 450-470 мм в год. Наименьшее их количество приходится на август – сентябрь. Толщина снегового покрова неравномерна: до одного метра на равнинных участках и до 3 м и более в оврагах и распадках.

На протяжении всего года на рассматриваемой территории дуют сильные ветры, преимущественно северных и северо-западных румбов зимой и южных (юго-западных) летом, со средней скоростью до 5-7 м/с, при максимальных – 25 м/с.

Крупных населенных пунктов на данной территории нет, отсутствуют так же автомобильные и железные дороги. Близлежащие населенные пункты гг. Игарка, Дудинка и п. Туруханск имеют аэропорты круглогодичного действия. Время полета на вертолете от аэропорта Игарка до участка работ около 1 часа, от Туруханска – 1 час 40 мин. Транспортировка грузов может осуществляться водным путем непосредственно до месторождения в течение весеннего периода, или водным путем до г. Игарки с последующим вывозом на площадь по зимникам или воздушным транспортом.

Электроснабжение объектов Ванкорского месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа не обнаружено.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Нефтегазоносность Ванкорского месторождения связана с Яковлевским, Долганским, Суходудинским и Нижнехетским уровнями. Залежи свободного газа установлены в пластах Дл-I-III, Як-I, Як-II, нефти – в Як-III-VII, Нх-III-IV, Сд-IX и Нх-I, газовые шапки – в Як-III-VII и Нх-III-IV.

На рисунке 1.2 представлен сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Ванкорского месторождения.

Яковлевская свита - $K_1(a_1-a_3)$ на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием глинистых разностей пород. Отличительной чертой этих отложений является интенсивное обогащение глинистых пачек углистым рассеянным материалом, прослоями и линзами углей толщиной 5-6 м. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые с прослоями углистых аргиллитов. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. Породы содержат многочисленные обугленные растительные остатки и прослой бурых углей. В нижней части свиты выделяется песчано-углисто-глинистая пачка, с которой, главным образом, связана продуктивность Яковлевской свиты (пласты Як-I, Як-II и горизонт Як-III-VII).

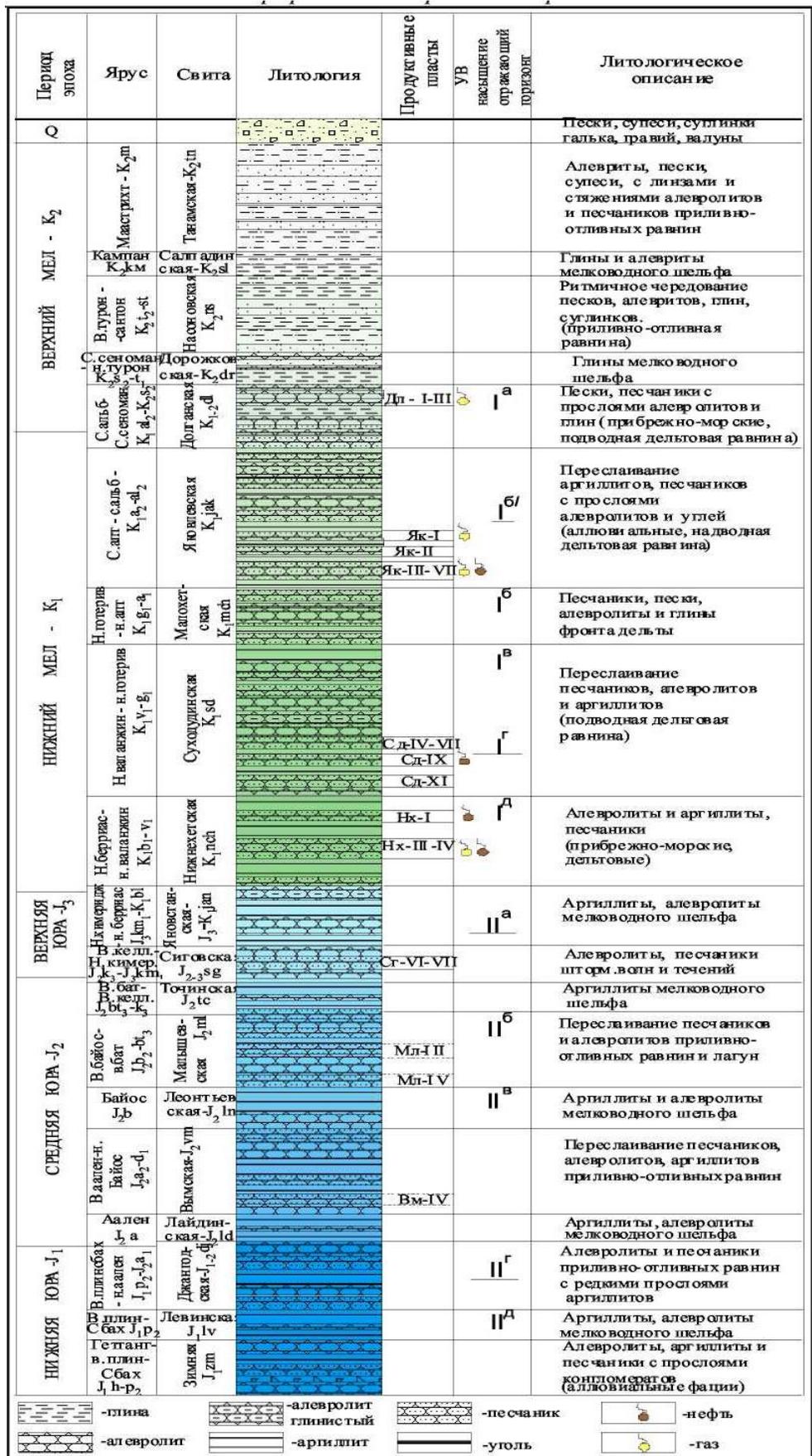


Рисунок 1.2- Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Ванкорского месторождения

Залежь пласта Як-I контролируется северными и южными куполами. Залежь пласта Як-I северного купола - нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Сложен алевропесчанниками и алевролитами. Размеры залежи 7,6×4,6 км, её площадь составляет 25 км². Средняя эффективная газонасыщенная толщина – 3,6м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,4 м. Коэффициент песчанистости – 0,2 доли ед. Расчлененность – 2,8. Начальная пластовая температура – 29 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 15,7 МПа. ГНК установлен на абсолютной отметке – 1579,9м по данным ГИС. ВНК варьируется от -1581 м до -1589 м.

Залежь Як-I-I южного купола – газовая, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ГВК принято на абсолютной отметке – 1588 м. Размеры залежи 5,5×3,6км, площадь 9,98 км². Средняя эффективная газонасыщенная толщина - 2,5 м.

Залежь Як-I-II южного купола - газовая, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 3,5×2,3км, площадь 6,2 км².

Залежь пласта Як-II нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Площадь залежи составляет 73 км². Коэффициент песчанистости – 0,1 доли ед. Расчлененность – 2,6. Начальная пластовая температура – 29 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 15,7 МПа. Абсолютная отметка ГНК/ВНК - -1600 м.

Залежь пластов Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Размер залежи 29×11,5 км, её площадь составляет 251,4 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной - 25 м. Коллектор представлен песчаниками и алевролитами. Средняя общая толщина – 57 м. Средняя газонасыщенная часть – 6,9 м, нефтенасыщенная – 17,7 м, водонасыщенная – 28 м. Коэффициент песчанистости – 0,7 доли ед. Расчлененность – 14,6. Начальная пластовая температура – 31,5 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 15,9 МПа. Абсолютная отметка ГНК - -1616 м, ВНК – от -1632,2 до -1651,9 м.

Отложения Долганской свиты - $K_1(al_3-K_2s)$ (пласт Дл-I-III) согласно перекрывают породы Яковлевской свиты и представлены преимущественно песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, светло-серые, кварцполевошпатовые, разномзернистые, горизонтально-, часто косослоистые. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, реже аркозовые.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная, подстилается подошвенной водой. Пласт представлен песчаниками и алевролитами, характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью. Размеры залежи $29,5 \times 11,6$ км, площадь газоносности составляет $230,7$ км², высота – $60,4$ м. Средняя общая толщина – $45,5$ м. Средняя газонасыщенная часть – $12,2$ м, водонасыщенная – $12,8$ м. Коэффициент песчаности – $0,5$ доли ед. Расчлененность – $5,5$. Начальная пластовая температура – 12 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – $9,6$ МПа. Абсолютная отметка ГВК - $-978,6$ м.

Суходудинская свита (K_1sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки толщиной до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и

обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита. Возраст свиты ранний валанжин - ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и спорово-пыльцевому комплексу. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX.

Залежь пласта Сд-IX газонефтяная, массивная, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 5,8×4 км, её площадь составляет 20,3 км², высота – 25 м. Представлена прослоями песчаников и алевролитов. Средняя общая толщина – 31,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,5 м, газонасыщенная – 1,4 м. Коэффициент песчаности – 0,95 доли ед. Расчлененность – 3,5. Начальная пластовая температура – 53 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 23,7 МПа. Абсолютная отметка ВНК – -2375 м.

Нижнехетская свита (К₁nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита, представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алеврито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, окатыши глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас - ранний валанжин. К отложениям свиты приурочены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III-IV.

Залежь пласта Нх-I газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. В восточной части залежи, в районе скважины СВн-2, залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 33,5×8,9-

13,9 км, её площадь составляет 312 км², высота 115 м. Пласт представлен прослоями песчаников и алевролитов. Средняя общая толщина – 23,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 7,5 м, газонасыщенная - 1 м. Коэффициент песчаности – 0,37 доли ед. Расчлененность – 3,6. Начальная пластовая температура – 58 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 25,9 МПа. Положение ВНК изменяется – от -2646,9 до -2672,5 м. Абсолютная отметка ГНК - -2553,4 м.

Залежь пластов Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Размеры залежи 30×11,5 км, её площадь составляет 287,3 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 44 м, газонасыщенной – 56 м. Литологический состав пород-коллекторов представлен песчаниками и алевролитами. Средняя общая толщина – 44,6 м. Средняя газонасыщенная часть – 14,5 м, нефтенасыщенная – 17,5 м, водонасыщенная – 22 м. Коэффициент песчаности – 0,68 доли ед. Расчлененность – 10,3. Начальная пластовая температура – 63 °С, начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК) – 27,3 МПа. Абсолютная отметка ГНК/ВНК – -2716 м, ВНК – от -2747,1 до -2766,8 м.

Сведения о геолого-физической характеристике продуктивных пластов Ванкорского НГКМ приведены в приложении А, таблица 1.1.

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

В процессе бурения с целью изучения литологии, стратиграфии, коллекторских свойств пород, выявления в разрезе возможно продуктивных пород проводился отбор кернa.

Комплекс лабораторных исследований кернa включал в себя следующие виды анализов:

- определение фильтрационно-емкостных и физических свойств пород, остаточной водо- и нефтенасыщенности;

- определение гранулометрического и минералогического состава; изучение в шлифах петрографических характеристик; фаунистические, микрофаунистические и палинеологические определения; определение петрофизических параметров, включая такие как смачиваемость пород-коллекторов, интервальное время (ΔT), электрические свойства, в том числе в условиях, моделирующих пластовые;

- определение открытой пористости по методу Преображенского в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 и ГОСТ 26450.7-85 определение газопроницаемости в приборе ГК-5 путем пропускания воздуха через вышеуказанный образец в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 и ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Методы определения коллекторских свойств».

- остаточная нефтенасыщенность определялась путем экстрагирования в аппаратах Закса и Сокслета.

-остаточная водонасыщенность определялась методом центрифугирования на центрифуге ЦЛС-3 в соответствии с ГОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления».

- карбонатность определялась расчетным путем по объему выделившегося углекислого газа в аппарате АК-4 при обработке образца соляной кислотой.

- гранулометрический состав песчано-алевритовых пород определялся ситовым анализом по методу Сабанина.

- петрофизические исследования с определением электрических свойств в условиях, моделирующих пластовые, выполнялись на установке УМПУ-1, разработанной во ВНИИ-ГИКе.

- коэффициент вытеснения определялся на установке УИПК-4 по методике ОСТ 39-195-86.

Отбор кернa произведен из поисково - разведочных скважин Св-1, Св-2, Св-3, Св-4, Вн-2, Вн-4, Вн-5, Вн-7- Вн-15. Всего на месторождении был отобран керн из 21 поисково- разведочной и 12 эксплуатационных скважин.

Проходка с отбором кернa составила 6679,6 м, длина поднятого на поверхность кернa- 5786,2. Вынос кернa по месторождению составил в среднем 86,6 % от проходки и 6,1 % от общей глубины скважин. Наибольший объем кернa отобран из нижнехетской свиты (46,4% от общего выноса кернa из скважин, пройденных с отбором кернa) из 28 скважин, менее всего отобрано кернa из суходудинской свиты (3,6%) из 6 скважин.

Коллекторы горизонта Як-I-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности –32.9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алеврито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17.9% (206 образцов), а

средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности –49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

По результатам гидродинамических расчетов после прорыва газа к добывающим скважинам газовый фактор становится больше 1000 м³/м³. В случае закачки газа в газовую шапку газовый фактор становится больше 3000 м³/м³, дебит нефти для Як-III-VII равен 50 м³/сут, для НХ-III-IV – 300 м³/сут. Скважины НХ-I непродолжительный период могут эксплуатироваться фонтанным способом с последующим переходом на механизированный способ эксплуатации. Скважины НХ-III-IV могут эксплуатироваться фонтанным способом до достижения обводненности 70 %.

Минимальные забойные давления в зависимости от физико-гидродинамических свойств пластов и нефти для разрабатываемых пластов Ванкорского месторождения составляют:

- для Як-III-VII 7 МПа;
- для НХ-III-IV 20 МПа.

Устьевое давление для реализуемой системы разработки составляет 4 МПа. При таком устьевом давлении скважины Як-III-VII фонтанируют при значениях газонефтяного фактора больше 150 м³/м³. С ростом газового фактора дебит нефти резко снижается. При газовом факторе больше 3000 м³/м³ скважины добывают в основном газ (рисунок 1.3).

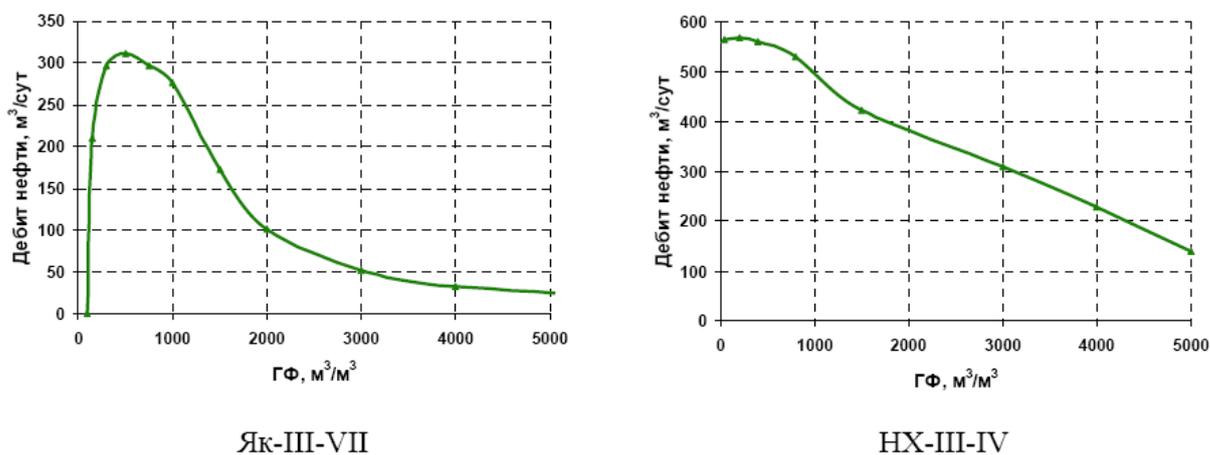


Рисунок 1.3 Зависимость дебита нефти от газового фактора для скважин пластов Як-III-VII и НХ-III-IV

Характеристики вытеснения нефти водой и газом из пластов Як-III-VII, НХ-III-IV, НХ-I вынесены в приложение Б и В, соответственно таблицы 1.2 и 1.3.

1.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов на Ванкорском НГКМ проводился как в процессе разведки, так и после начала эксплуатации месторождения. Начиная с 2007 г., практически все глубинные пробы отбирались в процессе бурения с помощью приборов MDT в скважинах заполненных буровым раствором, после чего пробы переводились в контейнеры для транспортировки и хранения проб в однофазном состоянии (SSB), которые поступали в лабораторию для проведения дальнейших исследований.

Определение основных физико-химических свойств поверхностных проб и качественных характеристик товарных нефтей проводилось согласно ГОСТ Р 51858-2002.

Состав и свойства свободного газа определены по одной поверхностной пробе, отобранной в начальный период геологоразведочных работ в скв. ВН-4 из нижнехетского горизонта Нх-III. Газ по своему составу относится к сухим,

содержанием метана в среднем равно 91,1%. Плотность свободного газа в стандартных условиях, в среднем составляет 0,715 кг/м³.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (6,7%), малопарафинистыми (2,7 %), малосернистыми (0,15 %) с низким выходом легких фракций (17% до 300 °С), с повышенной плотностью (0,902 г/см³). Повышенная плотность нефти характерна для пластов группы Як всего региона.

Нефти в пластах Нх-I и Нх-III-IV легкие, плотность – 0,722 г/см³, парафинистые (4,6 - 4,8 %), малосмолистые (0,08 - 0,11 %), с высоким выходом легких фракций (43 - 47 % до 300 °С), с температурой замерзания не выше -30 °С.

Разведочные работы на месторождении продолжаются. Учитывая довольно значительные размеры поднятия и, как следствие, выявленных в его пределах нефтяных и газонефтяных залежей, в новых скважинах планируются обширные исследования по опробованию продуктивных пластов и, в том числе отбору керна и проб флюидов, что позволит в последующем уточнить соответствующие параметры.

Имеющиеся данные по физико-химическим свойствам нефтей и газов тщательно проанализированы в работе по подсчету запасов УВ. При этом отмечено различие свойств нефтей на юге и на севере структуры, что дало основание дифференцировать их по указанным участкам с последующим использованием при оценке запасов и в технологических расчетах.

Свойства газа принимаемые в дальнейших технологических расчетах соответствуют принятым в подсчете запасов.

В таблице 1.4 приложения Г представлен состав нефти Ванкорского месторождения в пластовых условиях при принятом газосодержании.

Гидрохимические исследования пластовых вод Ванкорского месторождения проводились по общепринятой методике и заключались в опробовании как разведочных, так и эксплуатационных скважин и анализе результатов, базирующихся на обобщении имеющихся геолого-геофизических

данных, позволяющих использовать их для разностороннего изучения месторождения и среды его формирования на основе выяснения целого ряда ее параметров: геолого-гидрохимических, геотермических, гидродинамических и др. Этим обеспечивается не только констатирующий, но и достаточно уверенно прогнозируемый характер получаемых выводов и рекомендаций.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов Ванкорского месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды Нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее 6мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%*экв/л.

Для вод Яковлевского горизонта, при гидрокарбонатно-натриевом типе, характерна повышенная минерализация (13,7г/л), следствием чего, в разрезе месторождения имеет место гидрохимическая инверсия, проявляющаяся в некотором снижении минерализации пластовых вод с глубиной (Денисов С.Б. 2005г). Содержание ионов и примесей в пластовой воде приведено в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Ионы и примеси	Количество исследованных		Содержание мг/л
	скважин	проб	
Cl ⁻	2	1	2698.3
SO ₄ ⁻	2	1	14.7
HCO ₃ ⁻	2	1	200,7
Ca ⁺⁺	2	1	148.8
Mg ⁺⁺	2	1	18.87
Na ⁺ +K ⁺	2	1	1761.8
Примеси	2	1	н.о.
PH	2	1	8.1

Из микрокомпонентов присутствует бром (170,2мг/л), йод (12,7мг/л), бор (40мг/л), кадмий (0,05мг/л), содержание которых ниже пороговых концентраций, являющихся основанием для отнесения их к промышленным.

В газовом составе преобладает метан (94-99%), при невысоких содержаниях этана (до 0,44%) и бутана (др 0,04%). Доля азота не превышает 5%, а гелия – 0,015-0,03%.

Конденсатогазовый фактор (КГФ) фактор по стабильному конденсату составил 177,32 г/м³, плотность дегазированного конденсата – 719,4 кг/м³, молярная масса 107,18 г/моль. Содержание метана в пластовом газе -89,8%; C₅₊ фракции - 3,9. В таблице 1.6 представлен коэффициент извлечения конденсата. На рисунке 1.4 представлены потери конденсата при контактной и дифференциальной конденсации.

Таблица 1.6 – Параметры для расчета КИК для пласта НХ- III-IV

Объем выпавшего конденсата при 0,1 МПа в результате дифф. конденсации, см ³	Объем газа сепарации, загруженного в РВТ-ячейку, м ³	Пластовые потери при 0,1 МПа, см ³ /м ³	КГФ, г/м ³	Плотность дегазированного конденсата, г/м ³	КИК
3,749	0,0556	67,42	177,3	0,71935	0,727

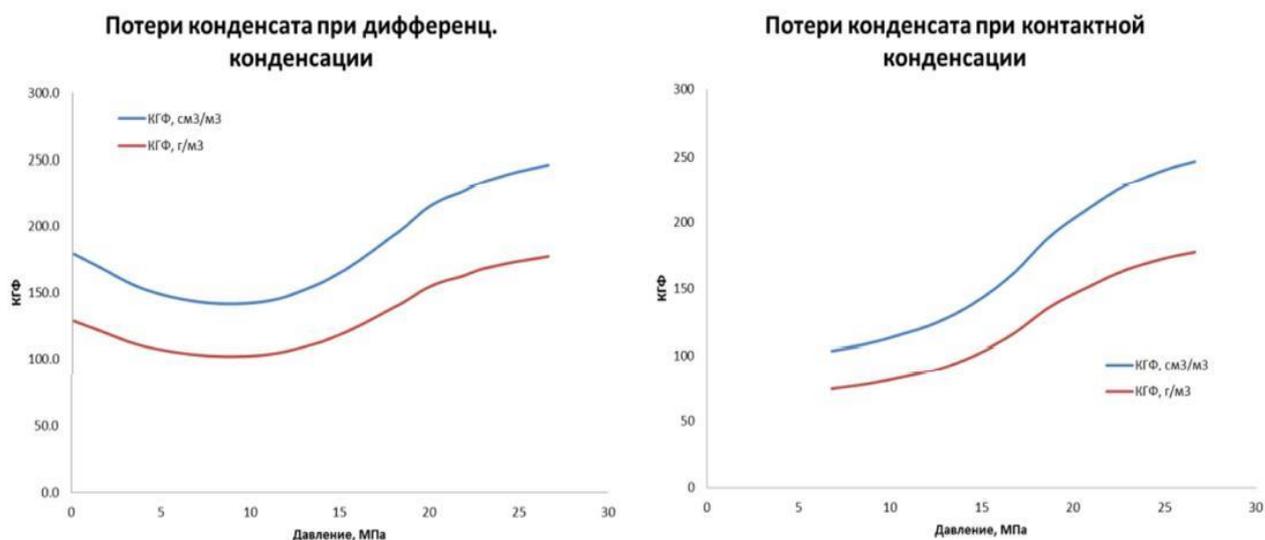


Рисунок 1.4 – Потери при проведении опытов дифференциальной и контактной конденсации

1.4 Запасы нефти, газа, КИН

Запасы углеводородов Ванкорского месторождения впервые были утверждены ГКЗ МПР РФ в 1997г.

В 2008 году в связи с изменением геологического строения по результатам бурения скважин выполнен пересчет запасов и утвержден ГКЗ Роснедра.

В 2010 году по результатам бурения и ввода в эксплуатацию скважин, исследований ГИС пилотных и транзитных стволов с учетом результатов исследований керна, проведенных в 2010 году, проведена корректировка принятых моделей, выполнен оперативный подсчет запасов и утвержден Роснедра.

В 2011 году по результатам бурения и ввода в эксплуатацию скважин, исследований ГИС пилотных и транзитных стволов с учетом результатов исследований керна, проведенных в 2011 году, проведена корректировка принятых моделей всех продуктивных пластов, кроме пласта Дл-I-III и Сд-IX, выполнен оперативный подсчет запасов и утвержден Роснедра.

В 2012 году по результатам бурения и ввода в эксплуатацию скважин, а также исследований ГИС и керна были скорректированы геологические модели пластов Нх-I, НхIII-IV и Дл-I-III, по ним выполнен оперативный подсчет запасов, который был утвержден Роснедра.

В 2015 году по результатам бурения и ввода в эксплуатацию скважин, а также исследований ГИС, ГДИС, керна был выполнен подсчет запасов нефти, растворенного газа, газа, конденсата и ТЭО КИН

Таким образом, на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2015г. учтены запасы углеводородов, утвержденных в ГКЗ, в следующем количестве:

- нефти (геологические/извлекаемые) по категории BC_1 -1092000/464400 тыс. т; по категории C_2 – 20200/5700 тыс.т.;
- растворенного газа: BC_1 – 39399/50317 млн.м³; C_2 - 354/354 млн.м³;

- конденсата: BC_1 - 7017/4621 тыс.т, C_2 – -/- тыс.т;
- газа газовой шапки: BC_1 - /47856 млн.м³, C_2 - /3459 млн.м³;
- свободного газа: BC_1 -/52352 млн.м³, C_2 - /795 млн.м³.

Запасы нефти и газа по объектам представлены на рисунках 1.5 и 1.6.

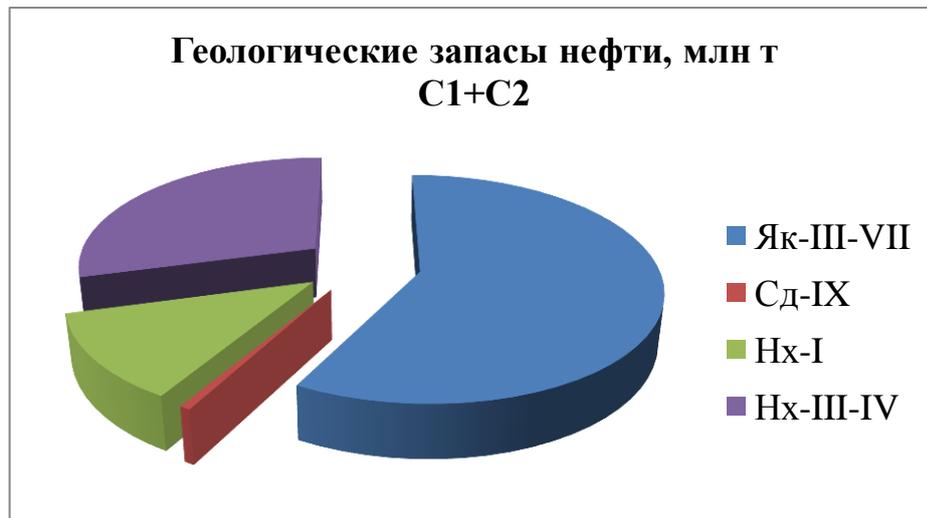


Рисунок 1.5 – Геологические запасы нефти по объектам разработки

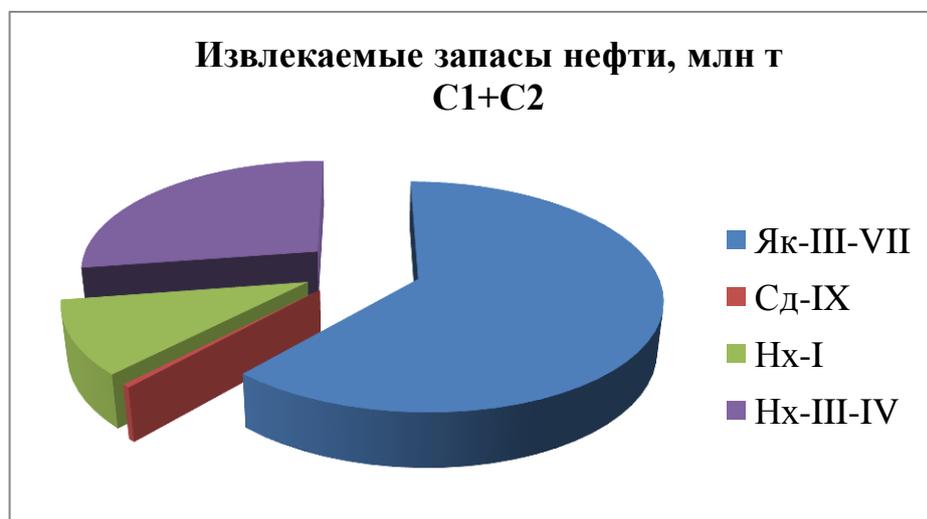


Рисунок 1.5 – Извлекаемые запасы нефти по объектам разработки

Достижение КИН Ванкорского месторождения – 0,425, в т.ч по объектам (таблица 1.7)

Таблица 1.7 – Распределение значений КИН по объектам месторождения

Объект	КИН
Як-III-VII	0,447
Сд-IX	0,262
Нх-I	0,372
Нх-III-IV	0,408

1.5 Осложняющие факторы геологического строения разреза на месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение отличается сложным геологическим строением:

- наличием зоны вечной мерзлоты;
- наличием четырех залежей нефти, трех - свободного газа, одной газонефтяной и одной нефтегазоконденсатной с газовыми шапками;
- высокой послойной и зональной неоднородностью пород-коллекторов;
- наличием обширных водонефтяных и подгазовых зон,
- неоднородностью по проницаемости;
- давлением насыщения близким к начальному пластовому в газонефтяных залежах;
- Осложнения при эксплуатации скважин на месторождении могут быть вызваны следующими причинами:
 - отложениями АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
 - коррозионным износом подземного оборудования;
 - отложениями солей и газогидратов;
 - повышенным содержанием механических примесей;
 - сверхнормативной кривизной скважин;

- высокая обводненность продукции;
- неправильный подбор УЭЦН в скважину.
- При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению.

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки Ванкорского НГКМ

Месторождение открыто в 1988 году и введено в промышленную эксплуатацию в 2009 году.

Основными эксплуатационными объектами месторождения являются: Дл-I-III (газ), Як-III-VII (нефть и газ), Сд-IX (нефть), Нх-I (нефть) и Нх-III-VII (нефть и конденсат).

По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет – 91923,5 тыс.т, жидкости – 134788 тыс.т, конденсата – 1187,1 тыс.т, газа газовых шапок – 15314,4 млн.м³, свободного газа – 2409,9 млн. м³, накопленная закачка воды – 104723,5 тыс.м³.

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению был достигнут в 2014 г.

За 2014 год добыто нефти и конденсата: 22000 тыс. т (проект), 22006 тыс. т (факт, отклонение +0,03 %), и жидкости 46716 тыс. т (проект), 40851 тыс. т (факт, отклонение – 13%). Закачено воды 32396 тыс.м³, обводненность – 47,3% (компенсация текущая – 45,4%). Действующий фонд добывающих скважин составил 380 ед. (из них: 335 нефтяных и 45 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть).

Среднесуточный дебит по нефти составил 174 т/сут, по жидкости 331 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 128 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя

приемистость нагнетательной скважины 848 м³/сут. За счет фонтанного способа добыли 2508 тыс.т нефти, за счет ЭЦН - 19009 тыс.т нефти.

По состоянию на 1.01.2015 г из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 61926,3 тыс.т нефти и 95672,3 тыс. т жидкости, газа газовой шапки -8674,2 млн.м³. Текущий отбор нефти от НИЗ - 22,3% при текущей обводненности 51,7%. При этом из нефтегазоконденсатного Нх-III-IV объекта добыто 24301,3 тыс.т нефти и 32331,2 тыс. т жидкости, конденсата – 1187,1 тыс.т, газа газовой шапки - 6640,3 млн.м³. Текущий отбор нефти от НИЗ – 18.0 % при текущей обводненности – 39,8%. По состоянию на 1.01.2015 г из нефтяного объекта Нх-I добыто 5676,9 тыс.т нефти и 6747,9 тыс. т жидкости. Текущий отбор нефти от НИЗ – 11,4% при текущей обводненности – 30,2 %.

Промыслово - геофизические исследования скважин в добывающем и нагнетательном фондах на Ванкорском месторождении выполняются в полном объеме, результаты которых учтены при построении моделей, выполнении расчетов.

Проводятся обязательные дополнительные исследования в горизонтальных участках скважин - ГК, ГГКп, НКТ, инклинометрия, электрометрия.

Всего на месторождении был отобран керн из 21 поисково- разведочной и 12 эксплуатационных скважин. Проходка с отбором керна составила 6679,6 м, длина поднятого на поверхность керна- 5786,2. Вынос керна по месторождению составил в среднем 86,6% от проходки и 6,1 % от общей глубины скважин.

2.2 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

К основным технологическим показателям (максимальные проектные уровни) относят:

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.м³ (2020 г.)

Добычи свободного газа - 4121,34 млн.м³ (2023 г.)

Добычи растворённого газа - 6897,0 млн.м³ (2013 г.)

Использования растворённого газа – не менее 98% (2012 г.)

Динамика основных показателей разработки по месторождению представлена в приложении Д (таблица 2.1) и на рисунке 2.1.

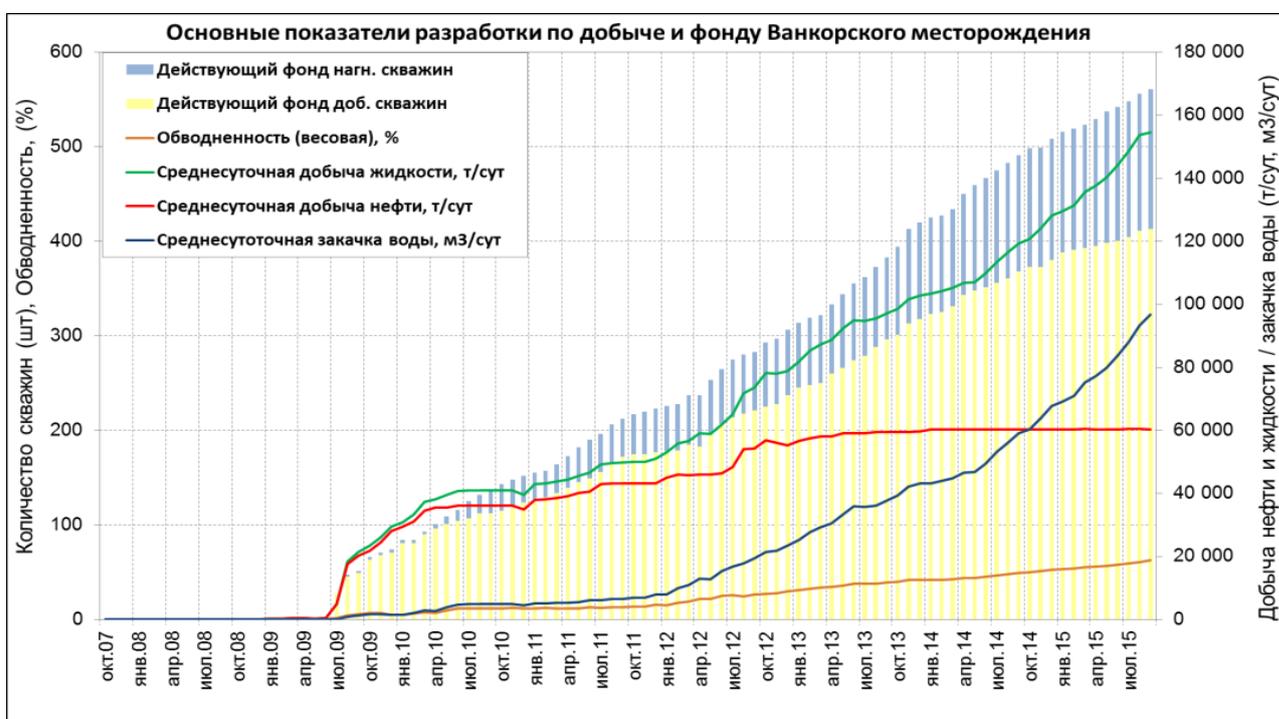


Рисунок 2.1 – Основные показатели разработки по добыче и фонду Ванкорского месторождения

В таблице 2.2 продемонстрировано сопоставление проектных и фактических показателей разработки на 2013 и 2014 гг.

Таблица 2.2 - Сопоставление проектных и фактических технологических показателей разработки Ванкорского месторождения

№ п/п	Показатели	2013		2014	
		проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6
1	Добыча нефти всего, тыс.т	21137	21127	21686	21517

Продолжение таблицы 2.2

1	2	2	3	4	5
2	В том числе из: - переход. Скважин	17724	18153	17683	18900
3	- новых скважин	3413	2974	4003	2592
4	- мех. способом	5457	16534	5736	19009
5	Ввод новых добывающих скв., всего, шт.	94	102	85	84
6	В том числе:- из эксплуатационного бурения	94	102	84	82
7	- из разведочного бурения	0	0	0	0
8	- переводом из других категорий	0	0	0	2
9	Сред.сут. деб. неф. нов. скв., т/сут	189	179	234.0	164.2
10	Сред. число дней раб. нов. скв., дни	250	163	241	188
11	Средн. глуб. нов. скв., тыс.м	3506	3818	3555	3895
12	Экспл. бурение, всего, тыс.м	330	438	302	334
13	В том числе: - добывающие скважины	330	389	302	319
14	- вспом. и спец. скважины	0	49	0	14
15	Рас. вр. раб. нов. скв. пред. г. в дан.году, дни	329	268	329	285
16	Рас. доб. неф. нов. скв. пред. г. в дан.году, тыс.т	5375	4388	4472	5208
17	Доб. неф. перех. скв. пред. г., тыс.т	15487	15487	17724	18153
18	Рас. доб. неф. пер. скв. дан. года, тыс.т	20862	19875	22196	23361
19	Ожид доб. неф. пер. скв. дан. г., тыс.т	17724	18153	17683	18900
20	Изм. доб. неф. пер. скв., тыс.т	- 3138	- 1722	- 4513	- 4460
21	Проц. изм. доб. неф. пер. скв., %	-15.0	-8.7	-20.0	-19.1
22	Мощность новых скв., тыс.т	5838	6673	6546	5033
23	Выбытие добыв. скв., шт.	24	20	23	16
24	В т. ч. под закачку	24	20	23	16
25	Фонд доб. скв. на кон. г., шт	326	319	372	385
26	В т. ч. нагнет. в отработке на нефть	43	45	39	45
27	Дейст. фонд доб. скв. на кон. г., шт	310	318	372	380
28	Перевод скв. на мех. добычу, шт	3	16	7	15
29	Фонд мех. скважин, шт	101	275	110	360
30	Ввод нагнет. скважин, шт	33	34	29	26
31	Выбытие нагнет. скв., шт	0	1	0	0
32	Фонд нагн. скв. на кон. г., шт	110	102	131	128
33	Дейст. фонд нагн. скв. на кон. г., шт	102	102	131	128
34	Ср. деб. дейст. скв.по жид., т/сут	315	350	355	331
35	Ср. деб. пер. скв. по жид., т/сут	272	378	304	349
36	Ср. деб. нов. скв. по жид., т/сут	257	216	395	212
37	Ср. обв. продукц. дейст ф. скв., %	38.0	37.5	54.0	47.3
38	Ср. обв. продукц. пер. скв.,%	40.0	39.9	56.0	49.6
39	Ср. обв. продукц. нов. скв., %	26.0	16.9	41.0	22.4
40	Ср. деб. дейст. скв.по неф., т/сут	195	219	165	174
41	Ср. деб. перех. скв.по неф., т/сут	163	227	135	176
42	Ср. прием. нагн. скв., м ³ /сут	599	1009	687	848
43	Доб. жидкости, всего, тыс.т	34239	33785	46716	40851
44	В т. ч.: - из переход. скважин, тыс.т	29507	30207	39911	37484
45	- из нов. скважин	4635	3578	6745	3343
	- мех. способом				

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
46	- мех. способом	1291	28700	1372	38142
47	Доб. жидкости с нач. разр., тыс.т	93560	92750	140241	133601
48	Доб. неф. с нач. разр., тыс.т	70418	70407	92105	91924
49	Коэф. нефтеизвлеч., доли ед.	0.062	0.062	0.081	0.081
50	Отбор от утв. извл. зап., %	14.0	14.3	19.0	18.6
51	Темп отб. нач. утв. изв. зап., %	4.0	4.3	4.0	4.4
52	Темп отб. тек. утв. изв. зап., %	5.0	5.0	5.0	5.4
53	Зак. раб. агента, тыс.м ³ /год	29809	28426	38273	32396
54	Зак. раб. агента с нач. разр., тыс. м ³	73710	72328	111983	104724
55	Компен. отбора: текущая, %	52.0	47.9	66.0	45.4
56	Компен. отбора: с нач. разр., %	43.0	41.8	52.0	42.8
57	Добыча растворенного газа, млн. м ³	2404	2482	2484	2658
58	Добыча раствор. газа с начала разработки, млн. м ³	8183	8261	10667	10919
59	Закачка газа, млн.м ³	18.0	133.9	1810.0	1761.6
60	Закачка газа с начала разработки, млн. м ³	18.0	133.9	1828.0	1895.4
61	Добыча конденсата, тыс.т	295.3	313.2	313.6	489.7
62	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	679.3	697.4	992.8	1187.1
63	Коэф. извлечения конденсата., доли ед.	0.07	0.07	0.11	0.13

2.3 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.15 г. пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-III-VII, 82 скважины на Нх-III-IV, 41 скважина – на Нх-I, 22 газовых – Дл-I-III, 172 – нагнетательных (81 – Як-III-VII, 54 – Нх-III-IV, 37– Нх-I) и 76 водозаборных. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2015 г. приведена в таблице 2.3. [1]

Таблица 2.3 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 2015г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин					
		Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих скважин	Пробурено	230	82	41	0	0	353
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	45
	Всего	244	102	52	0	0	398
	В том числе:						
	Действующие, дающие нефть	237	90	51	0	0	378

Окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
	из них фонтанные	2	22	1	0	0	25
	ЭЦН	235	68	50	0	0	353
	ШГН	0	0	0	0	0	0
	газлифт:	0	0	0	0	0	0
	– бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0
	– внутрискважинный	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие т.г.	4	1	0	0	0	5
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	2	11	1	0	0	14
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	1	0	0	0	0	1
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	81	54	37	0	0	172
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	2
	Всего	82	55	37	0	0	174
	В том числе:						
	Под закачкой	68	34	26	0	0	128
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	наблюдательные	0	1	0	0	0	1
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	45
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	22
	В том числе:						
	Действующие	0	0	0	21	0	21
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	1
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	
Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	
Фонд специальных скважин	Пробурено	0	0	0	54	22	76

Основным способом эксплуатации скважин пласта Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV является ЭЦН (99%, 98% и 76 % от действующего фонда объекта

соответственно). Доля фонтанирующих скважин по пласту Нх-III-IV снизилась с 77 % с конца 2012 до 24 % на начало 2015 года.

2.4 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на данном месторождении

В отечественной и зарубежной практике разработки нефтяных месторождений широко используются различные методы искусственного воздействия на залежи углеводородов (методы управления процессом выработки запасов), различающиеся механизмами воздействия и используемыми рабочими агентами. Принципиально эти методы делятся на методы, реализация которых приводит к искусственному воздействию на залежь в целом (интегральное воздействие), и на методы, реализация которых приводит к воздействию только на призабойную зону каждой конкретной скважины (локальное воздействие).

Выбор метода воздействия по критериям применимости для залежей Ванкорского месторождения в таблице 2.4, приложение Е.

Поскольку в разработку Ванкорское месторождение было введено совсем недавно, работ по воздействию на пласт и ПЗС было проведено очень мало. Из вторичных способов разработки используется метод поддержания пластового давления путем закачки воды и газа. Для интенсификации притока нефти к добывающим скважинам использовалась солянокислотная обработка.

Эффективность применения ГТМ и методов интенсификации добычи нефти и газа на месторождении можно проследить в информации, представленной в таблице 2.5.[2]

Таблица 2.5 - Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения на Ванкорском месторождении

Виды ГТМ	Годы разработки							
	<i>Сумар.с начал.разр</i>	<i>Прогнозный период по проекту</i>						
	Факт	2015	2016	2017	2018	2019	2020- 2030	2031- 2040
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. ГРП								
а) количество операций	4							
б) доп. добыча нефти, тыс. т	10,7							
2. Горизонтальные скважины*								
а) кол-во пробуренных скв.								
б) доп. добыча нефти, тыс. т								
3. Зарезка вторых стволов*								
а) кол-во пробуренных скв.	7	21	27	29	8	0	178	112
б) доп. добыча нефти, тыс. т	47,3	227,3	474,1	693,2	641,1	512,9	4292,0	4196,5
4. Физико-химические методы ОПЗ								
а) количество операций	7	21	27	29	8	0	178	112
б) доп. добыча нефти, тыс. т	47,3	227,3	474,1	693,2	641,1	512,9	4292,0	4196,5
5. Потокотклоняющие технологии и методы изоляция водопритока (РИР)								
а) количество операций	7	21	27	29	8	0	178	112
б) доп. добыча нефти, тыс. т	47,3	227,3	474,1	693,2	641,1	512,9	4292,0	4196,5
Всего доп. добыто нефти, тыс. т	89,9	227,3	474,1	693,2	641,1	512,9	12541,4	12466,2

* - добывающие скважины; ** - эффект продолжается

В пласт Нх- I была пробурена многозабойная горизонтальная скважина №755 – «скважина ёлка», ввиду того, что значительная часть геологических запасов пластов Нх-I и Нх-III-IV залегает в коллекторе с ухудшенными ФЕС, а использование технологии ГРП связано со значительными рисками прорыва воды. При помощи данного типа скважин возможно вовлечение в разработку не

дренируемых на данный момент запасов, при этом риски прорыва воды заметно ниже по сравнению с операцией ГРП.

Конфигурация скважины представляет собой материнский горизонтальный ствол длиной 1000 м. и 10 боковых стволов длиной 100м. Однако в ходе бурения длины боковых стволов были незначительно изменены как в большую, так и меньшую стороны по геологическим причинам. [2]

Вертикальная и горизонтальная проекции профиля скважины представлены на рисунке 2.2.

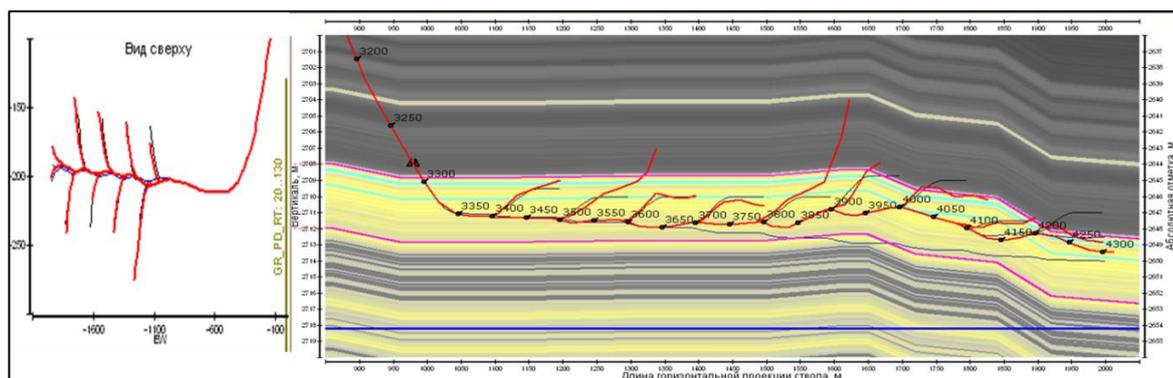


Рисунок 2.2 – Проекция ствола скважины № n

2.5 Анализ выработки запасов и эффективности реализуемой системы разработки

В качестве анализа для оценки выработки запасов рассмотрим объект Як-III-VII. Существует два варианта разработки данного объекта.

Вариант 1 (базовый)

Традиционно оставляем технологические решения по утвержденному варианту с уточнением размещения сетки скважин с учетом новой геологической модели. Размещение скважин производится по блочно-квадратной сетке с расстоянием между скважинами 1000 метров. Длина горизонтального участка добывающих скважин остается 1000 метров по центральной и южной части, блочно-квадратная с расстоянием между

скважинами в ряду 700 м, между рядами- 700 м, длина горизонтального участка 700 м, для северной части залежи.

В соответствии с принятыми ранее решениями производится зарезка боковых горизонтальных стволов в слабо дренируемых зонах.

Учитывая принятые основные технологические решения, проектная сетка скорректирована на новую структуру. Технологические режимы работы скважин сохраняются на прежнем уровне. Ввод нагнетательных скважин без предварительной отработки на нефть.

Изменение контура нефтеносности представлено на рисунке 2.3.

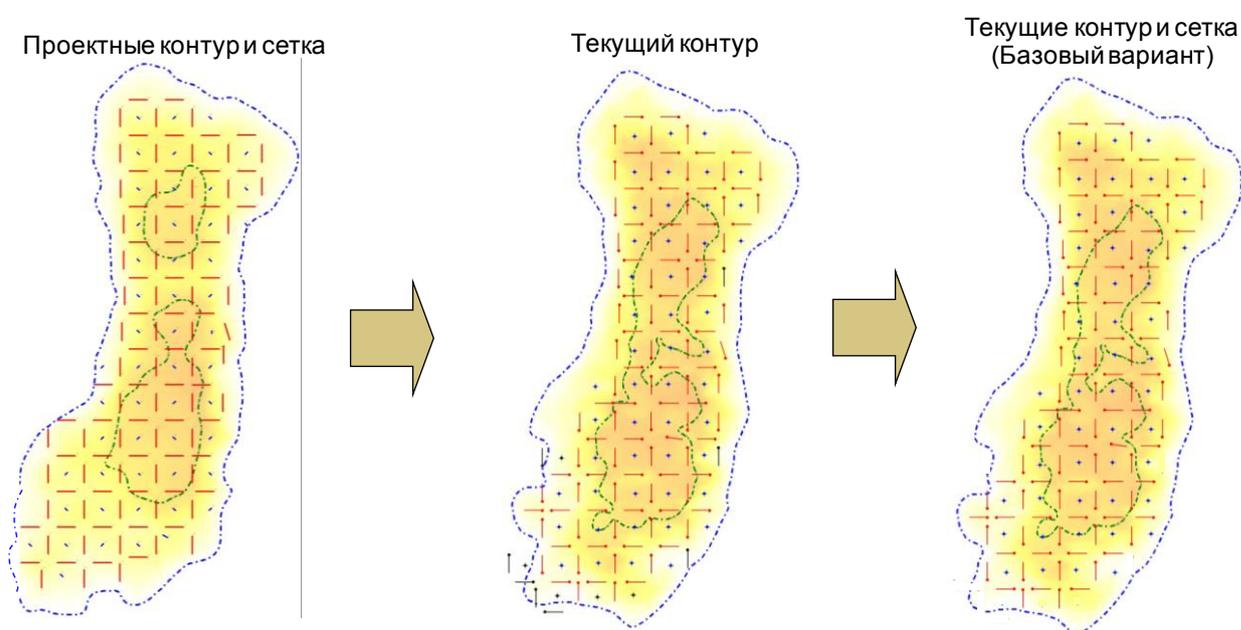


Рисунок 2.3 Изменение контуров по объекту Як-III-VII

Вариант 2 (рекомендуемый)

Основным отличием данного варианта является дополнительное бурение уплотняющего фонда скважин и БГС для увеличения коэффициента охвата, проведение мероприятий по выравниванию профиля приемистости (ВПП). Уточнение геологического строения данного объекта, особенно в части выдержанности коллекторов показывает целесообразность уплотнения сетки скважин с сохранением системы разработки и методов воздействия.

Гидродинамическое моделирование по варианту 1 показало наличие слабодренлируемых участков, выработка которых достигается только с помощью бурения боковых горизонтальных стволов. Уплотнение сетки скважин позволит вовлечь эти зоны в разработку при сокращении объема последующих дополнительных работ по зарезке БГС.

Уплотнение сетки скважин производится за счет проектных скважин, оказавшихся за контуром нефтеносности по нижним пластам (в основном Нх-I, частично Нх-III-IV). Уплотнение сетки скважин позволит сразу перейти к утвержденной финальной плотности без дополнительного уплотняющего бурения боковых горизонтальных стволов.

Предполагается увеличение фонда горизонтальных скважин на 59 добывающие скважины и 7 нагнетательных. Сопоставление показателей разработки по северной части залежи с разной плотностью сетки скважин представлено на рисунке 2.4.

Как предусматривалось ранее, система поддержания пластового давления представлена площадной закачкой воды в наклонно-направленные скважины.

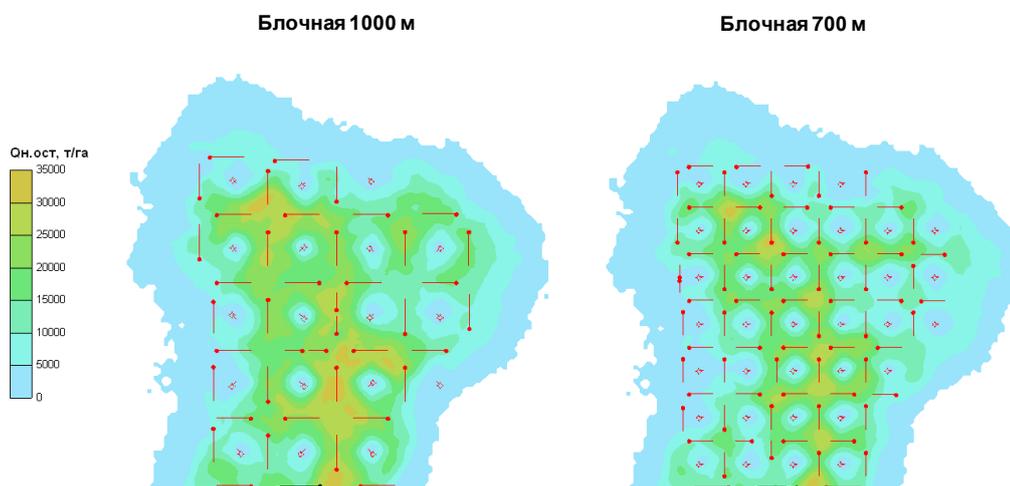


Рисунок 2.4 Карта выработки запасов на 2021 год по северной части залежи для разной плотности сеток скважин

Как видно из рисунка 2.4 уплотнение сетки по северному участку залежи приведет к:

- увеличению фонда на 51 скважину;
- увеличению максимального уровня нефти добычи на 3.4 млн.т/год;
- накопленной добычи нефти за 30 лет на 17 млн.тонн.

В соответствии с принятыми ранее решениями производится зарезка боковых горизонтальных стволов в слабо дренируемых зонах основной части залежи, уже разбуренной по более редкой сетке.

Так же предусматривается предварительная отработка нагнетательного фонда скважин на нефть для повышения коэффициента охвата. В соответствии с новым количеством вводимых скважин, корректируется программа геолого-технологических мероприятий по повышению нефтеотдачи.

2 Специальная часть

2.1 Состав и свойства попутного нефтяного газа

Зная компонентный состав попутного нефтяного газа, можно оценить не только его рыночную стоимость, но и рассчитать варианты рационального использования. В частности, на основе данных о компонентном составе ПНГ принимаются решения о комплектовании объектов добычи и нефтегазоподготовки необходимым оборудованием, как по мощности, так и по набору используемых установок. Ведь процесс подготовки нефти и газа складывается из целого комплекса технологических операций.

Химический и фракционный состав может иметь большой разброс на территории одного месторождения. Данные по скважинам Ванкорского месторождения представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Компонентный состав ПНГ на Ванкорском месторождении

Компонент	Формула	Процентное содержание
Двуокись углерода	CO ₂	0,1-2,77
Азот	N ₂	0,5-2,06
Сероводород	H ₂ S	0,00
Метан	CH ₄	67-92,3
Этан	C ₂ H ₆	4,71
Пропан	C ₃ H ₈	0,78-12,0
изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	1,31
нормальный бутан	n-C ₄ H ₁₀	1,43
изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,29
нормальный пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,17
Сумма гексанов	C ₆ H ₁₄	0,04
Сумма гептанов	C ₇ H ₁₆	0,05
Сумма октанов	C ₈ H ₁₈	0,00
Сумма нонанов+	C ₉ H ₂₀	0,00
Вода	H ₂ O	0,27

Из таблицы видно, что основными составляющими ПНГ являются предельные углеводороды. Это, прежде всего, метан – главный компонент. Суммарное содержание гексана C_6H_{14} и более тяжелых углеводородов в попутном газе, не превышает 1%. Что касается азота и углекислого газа в составе ПНГ, то эти компоненты не представляют энергетической ценности, поскольку не обладают теплотворной способностью. Однако по этим показателям можно охарактеризовать месторождение, а точнее, внутрипластовые процессы, протекающие в нём (например, внутрипластовое горение). Более того, с увеличением обводнённости продукции скважин, содержание неуглеводородных компонентов в нефтяном газе возрастает, а компонентный состав «утяжеляется». Обычно это связано с закачкой рабочего агента (вода, газ, пар) и его влиянием на физико-химические параметры пластового флюида. Также присутствие азота в составе ПНГ значительно повышает величину давления насыщения. Отсутствие сероводорода снижает риск коррозионного износа оборудования, а это в свою очередь повышает экономическую эффективность.

Самое важное, что определяет ценность попутного нефтяного газа – это суммарное содержание компонентов, начиная с пропана (C_3+ выше). Из таблицы 3.2 видно, что количество ценных химических компонентов (пропан, бутаны и др.) велико. А чем выше показатель C_3+ выше в попутном нефтяном газе, тем больше продуктов можно получить при переработке данного вида сырья.

Таблица 3.2 – Свойства ПНГ на Ванкорском месторождении

Параметр	Значение
Молекулярная масса, г/моль	19,5
Плотность, кг/м ³	0,723
Плотность отн.	0,67
Содержание углеводородов C_3+ , г/м ³	164
Содержание углеводородов C_5+ , г/м ³	18
Теплота сгорания низшая, МДж/м ³	40

3.2 Объемы добычи ПНГ

Добыча ПНГ (растворенный газ и газ газовых шапок) на месторождении достигла максимального суммарного значения в 2016 году и составила 6 960 млн. м³/год. При этом доля газа газовых шапок составила в среднем около 65 % от объемов добычи ПНГ. Добыча ПНГ с 2012 по 2013 гг. растет, однако затем наблюдается стабилизация суммарной добычи на уровне 6 600 – 6 900 млн. м³/год до 2018 года, а затем снижение до 2 811 млн.м³/год к 2030 году.

Максимальный объем добычи ПГ составит 2 666 млн. м³/год в 2018 – 2021 гг. Добыча ПГ имеет ярко-выраженный экстремальный характер. С 2012 по 2018 гг. будет наблюдаться рост объемов добычи ПГ с 174 млн. м³ до максимальных 2 666 млн. м³. Максимальный объем добычи ПГ будет наблюдаться с 2018 по 2021 года. Однако к 2030 году добыча снизится до 215 млн. м³.

Общий объем добычи газа также имеет экстремальный характер. С 2012 по 2016 года объем добычи газа увеличился с 5 643 до 9 374 млн. м³/год. Затем наблюдается снижение до 3 026 млн. м³/год к 2030 году. Доля ПГ в общей добычи газа меняется в диапазоне от 3 до 35 %.

Показатели добычи ПНГ на Ванкорском месторождении представлены в таблице 3.3 и на рисунке 3.1 в динамике с добычей природного газа (ПГ).

Таблица 3.3 – Добыча ПНГ

Год	Добыча ПНГ по месторождению
	млн.м ³
1	2
2009	442
2010	3027
2011	4560
2012	5469
2013	6760
2014	6711

Окончание таблицы

1	2
2015	6898
2016	6798
2017	6597
2018	6546
2019	5904
2020	5312
2021	4924
2022	4589
2023	4266
2024	3976
2025	3763
2026	3579
2027	3385
2028	3162
2029	2972
2030	2811

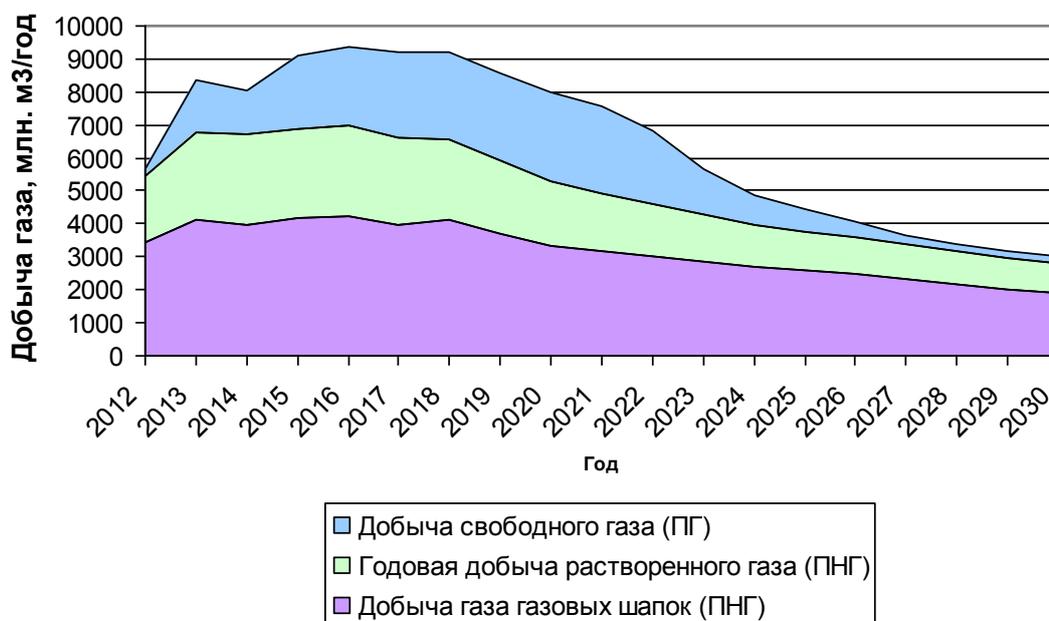


Рисунок 3.1 – Динамика добычи ПНГ и ПГ

3.3 Анализ способов использования попутного нефтяного газа на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении

На Ванкорском месторождении основными направлениями использования ПНГ являются:

- Потребление на собственные нужды
- Закачка ПНГ в пласт для системы ППД
- Поставка газа отдаленным потребителям

Динамику изменения текущего и планового объема газа, используемого по данным направления можно проследить на рисунке 3.2.

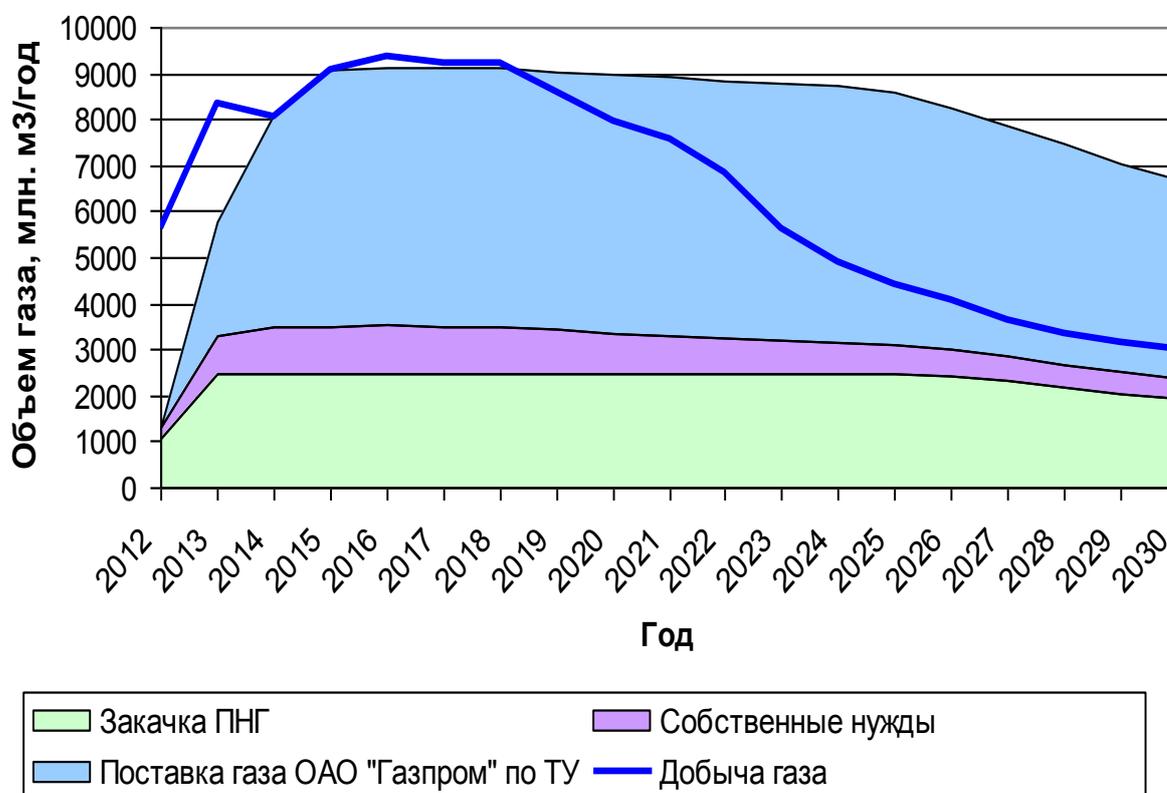


Рисунок 3.2 – Использование газа на месторождении

Для обеспечения подготовки добываемого газа для его потребления на собственные нужды или реализации сторонним организациям на Ванкорском месторождении предусмотрена довольно обширная газовая инфраструктура. (рисунок 3.3)

Выделяемый на ЦПС, УПСВ ЮГ и УПСВ Север ПНГ направляется сначала на компрессорные станции низкого давления (газ конечных ступеней сепарации) и компрессорные станции высокого давления 1, 2 и 3 (весь объем выделяемого ПНГ).

ПНГ подаваемый на компрессорные станции высокого давления (ГКС ВД) 1,2 суммарной производительностью 4,12 млрд. м³/год на первой из трех ступеней сжатия компримируется до 4 МПа и выводится на установку осушки (УО) ПНГ, в составе КУПГиК, производительностью 5,1 млрд. м³/год и на УО подпиточного газа (на которую также поступает ПГ) производительностью 1,12 млрд. м³/год.

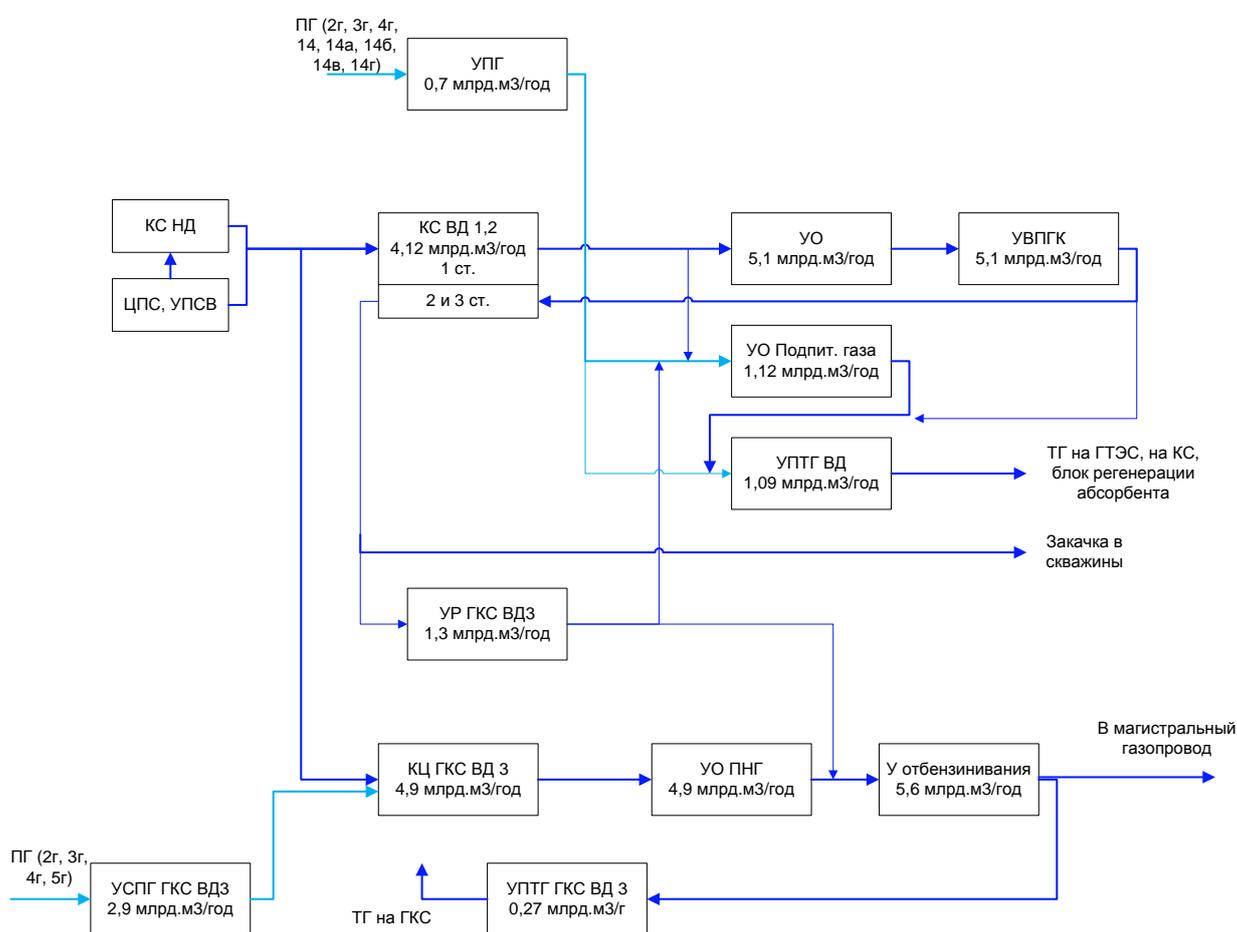


Рисунок 3.3 - Принципиальная схема газовой инфраструктуры Ванкорского месторождения

Установки осушки работают с использованием абсорбционной технологии. После УО осушенный ПНГ поступает на установку выделения природного газоконденсата (УВПГК). Установка работает по принципу НТС с внешним холодильным циклом (ПХУ). Затем большая часть ПНГ направляется обратно на КСВД 1,2 на вторую и третью ступени компримирования, а часть ПНГ (не более 10%) на установку подготовки топливного газа высокого давления (УПТГВД). На УПТГВД также поступает газ от УО подпиточного газа и УПГ в районе куста газовых скважин №№14-14г. Полученный на установке топливный газ в основном используется на блоках регенерации абсорбента, на ГКСВД 1 и 2, на ГТЭС. ПНГ после ГКСВД 1,2 смешивается с ПБФ полученной на установке переработке природного газового конденсата (УППГК) и с давлением 28-32 МПа направляется на закачку в пласт с целью ППД, при этом часть газа направляется на узел редуцирования (УРГКС) в составе ГКСВД3. В УРГКСВД3 газ делится на два потока и направляется на УО подпиточного газа и на установку отбензинивания в составе УПГ-2.

На ГКСВД3 (производительностью 4,9 млрд.м³/г) поступает как ПНГ от входных сепараторов ГКСВД 1,2, так и ПГ со скважин газовых кустов №2Г,3Г,4Г и 5Г и одиночных скважин ВН-7,ВН-9,ВН-11. Перед поступлением на 1-ю ступень компримирования ГКСВД3 ПГ проходит через установку сепарации (УСПГ производительностью 2,9 млрд.м³/г). Подаваемый на ГКСВД3 газ компримируется до 12,5 МПа и направлен на Установку осушки ПНГ (УО ПНГ в составе УПГ-2) абсорбцией производительностью 4,9 млрд. м³/год. Затем осушенный газ поступает на установку отбензинивания (на которую также поступает ПНГ от узла редуцирования газа) производительностью 5,6 млрд. м³/год, работающую по принципу НТК с использованием турбодетандерных агрегатов. Основная часть подготовленного газа реализуется в магистральный газопровод, а часть направляется на установку подготовки топливного и уплотнительного газа (УПТиУГ) ГКСВД3 и используется как топливный газ на ГКСВД3.

3.4 Закачка ПНГ в пласт для системы ППД

Для интенсификации извлечения нефти при разработке Ванкорского НГКМ, а также утилизации части добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ), проектом предусмотрена система поддержания пластового давления водой и ПНГ. В качестве рабочих агентов системы ППД предусмотрено использование пластовой воды и части ПНГ.

Согласно технологической схеме разработки Ванкорского НГКМ (Принципиальная схема закачки ПНГ представлена на рисунке 3.4), на полное развитие, ПНГ от УПСВ под собственным давлением поступает на ЦПС для его подготовки, компримирования и последующей закачки в пласт. Нагнетание газа предусмотрено в газонагнетательные скважины кустов №№ 1, 2. Рабочее давление на устьях газонагнетательных скважин составляет от 27 -31 МПа.

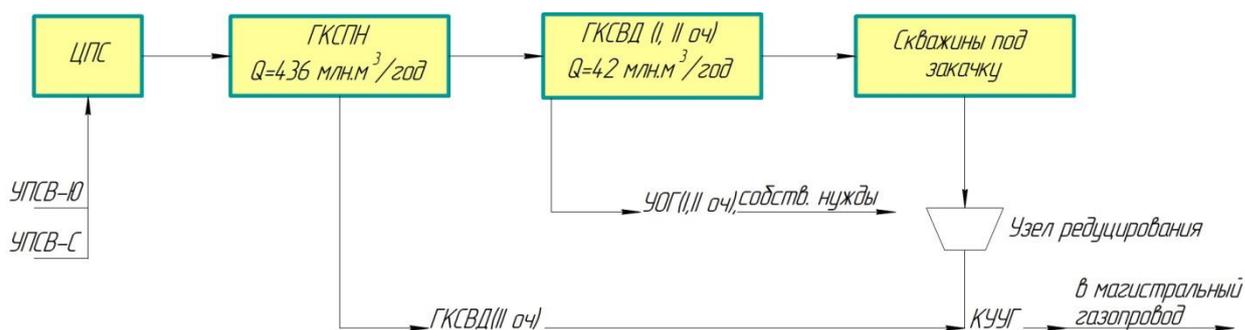


Рисунок 3.4 - Принципиальная технологическая схема закачки газа с целью ППД

Система ППД ПНГ на полное развитие представлена на рисунке 3.5.

По результатам проведенного гидравлического расчета системы ППД ПНГ получены минимальные необходимые значения давлений на газораспределительном блоке (ГРБ) кустов скважин. Расчётные минимальные необходимые значения давлений на ГРБ кустов скважин системы ППД ПНГ представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Расчётные минимальные необходимые значения давлений на ГРБ кустов скважин системы ППД ПНГ

№ п/п	Номер куста скважин	Год/ Давление на ГРБ, МПа
		2013 – 2025
1	1	27-31
2	2	27-31

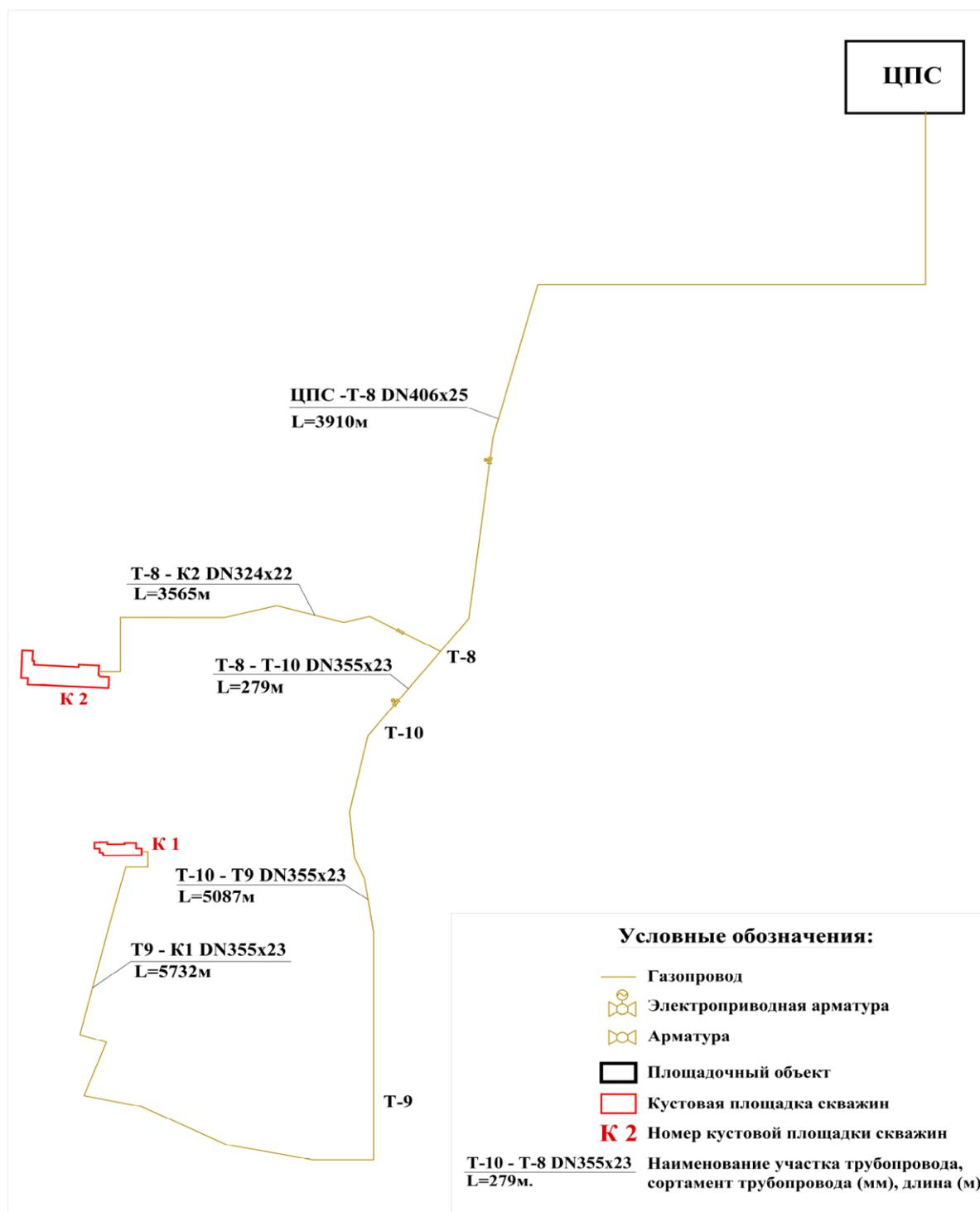


Рисунок 3.5 Система ППД ПНГ на полное развитие

Гидравлические режимы работы участков трубопроводов системы ППД ПНГ на максимальную загруженность представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Результаты гидравлического расчёта участков трубопроводов системы ППД ПНГ

№ п/п	Наименование участка трубопровода	Протяженность участка трубопровода, м	Проектный трубопроводы на участке, мм	Давление в начале участка Рн, МПа	Давление в конце участка Рк, МПа	Перепад давления на участке ΔР, МПа	Средняя скорость потока на участке, V _{ср} , м/с
1	ЦПС – Т-8	3910	406x25	27	26,8	2,73	3,0
2	Т-8 – Куст 2	3565	324x22	27	26,8	3,84	3,2
3	Т-8 – Куст 1	11098	355x23	27	26,8	1,18	1,25

3.5 Водогазовое воздействие, мировой и отечественный опыт

За последнее десятилетие существенно изменилась структура запасов нефти на месторождениях России, возрастает доля трудноизвлекаемых запасов. Есть все предпосылки к тому, что доля трудноизвлекаемых запасов в общем балансе составит к 2020 до 75%.

Трудноизвлекаемые запасы требуют применения новых технологий разработки. Возникает острая необходимость использования методов увеличения нефтеотдачи пласта, в первую очередь газовых и водогазовых. Успешным направлением усовершенствования технологии нагнетания в пласт воды является внедрение водогазового воздействия, позволяющее повысить нефтеотдачу пласта до 15%. Повышенный интерес к водогазовому методу связан с вовлечением в разработку запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах, в которых при классическом заводнении величина коэффициента извлечения составляет не более 30%.

В нашей стране опытно-промышленное внедрение различных технологий водогазового воздействия было проведено на различных месторождениях

Западной Сибири: Федоровском, Мыхлайском, Самотлорском, Советском, Вахском и др. Реализованные проекты внедрения ВГВ на месторождениях России представлены в таблице 3.6. Важным из этой информации и обобщение результатов опытных работ можно отметить то, что они давали как положительные, так и отрицательные результаты. Так, основными критериями успешности явились прирост добычи нефти и снижение обводненности продукции при различных технологиях ввода водогазовой смеси в пласт, что позволяет сопоставить общую эффективность и выбрать задачи дальнейших исследований.[3]

Таблица 3.6 – Реализованные проекты ВГВ на месторождениях России

Месторождение	Технология ВГВ	Результаты
1	2	3
Битковское ПО «Укрнефть» (1972г.)	водогазовая репрессия Вода - 25-30% Газ - из внешнего источника Газомото компрессоры 10 ГКН-50/250; блочные кустовые насосные станции	1. снижение газового фактора на 20- 30%; 2. снижение темпа падения Рпл. с 0,2 до 0,1 МПа/год; 3. увеличение удельного отбора нефти и газа; 4. резкий рост обводненности Продукции
Журавлевско- Степановское Оренбургская обл. (1971, 1974 гг.)	попеременная закачка воды и газа Соотношение «газ: вода» - 6:1 Газ из газовой шапки Компрессор ЗГК- 3/2-49; водяной насос	1. увеличение дебитов по нефти >50%; 2. рост пластового давления с 0,95 до 1,7 МПа; 3. снижение обводненности продукции
Федоровское НГДУ «Сургутнефть» (1975 г.)	закачка водогазовой смеси с поверхности Газ - из газового пласта в разрезе скважин, Газосодержание смеси: 15- 43% Смесительная установка; насос-дозатор НД-160	1. увеличение профиля приемистости; 2. улучшение фильтрационных характеристик ПЗП; 3. образование гидратов
Советское НГДУ «Стрежевойнефть» (1992,1993 гг.)	закачка водогазовой смеси Газ - ПНГ НКТ со струйным насосом-компрессором	1. за 5 мес. дополнительно добыто 2,6 тыс. т нефти; 2. снижение обводненности продукции с 92 до 81%; 3. утилизация ПНГ

Окончание таблицы

1	2	3
Вахское НГДУ «Вахнефть» (1992, 1993 г.г.)	закачка водогазовой смеси Газ - ПНГ+воздух	1. за 6 мес. дополнительно добыто 4,7 тыс. т нефти
Самотлорское (1984 г.)	последовательная закачка; попеременная закачка газа и воды Газ - нефтяной газ 1-й ступени сепарации, Кустовая насосная станция КНС-14; центробежные компрессора «Дрессер-Кларк»	1. дополнительная добыча 1,5 млн. т нефти; 2. рост газового фактора до 1500 м3/т
Илишевское НГДУ «Чекмагушнефть» (1999- 2000 гг., 2004 г.)	закачка водогазовой смеси Газ - ПНГ Бустерная установка УБ - 100х16; бустерный насос- компрессор 14-Т (НПАК «РАНКО ») Соотношение «Вода: газ» - 1:9 Насосно- бустерная установка СИН-50 (ПАК «Синергия»	1. в 2003 г. добыча нефти превысила проектный показатель на 25-30%; 2. КИН оценивается на уровне 40 %; 3. полная утилизация ПНГ

Большинство зарубежных месторождений, на которых применялось водогазовое воздействие, расположено в Канаде и Соединенных Штатах. К сожалению, не весь зарубежный промысловый опыт описан в достаточной мере, и этот обзор ограничен общедоступной информацией.

На месторождении Джоффер в Канаде ведется совместная закачка воды и углекислого газа с 1983 года. В результате использования углекислого газа получено 30 % нефти, оставшейся в пласте после заводнения, суммарная нефтеотдача равна 60 %.

Известны проекты по закачке CO₂ и углеводородных газов на месторождениях Хол-Гарни, RangelyWeberSandUnit в США. Установлена эффективность этих методов, но отмечен низкий охват пластов воздействием.

Мировой опыт подтверждает высокую привлекательность водогазового метода воздействия на пласт. Это вызвано тем, что технология сочетает все плюсы заводнения и нагнетания в пласт углеводородного газа. Так, этот метод

реализован на объектах США, Канады, России, Норвегии, Китая, Турция, Узбекистана, Великобритании и Алжира. Опыт показывает, что ВГВ в основном было реализовано на месторождениях с высокими пластовыми давлениями и температурами, с маловязкими нефтями и низкими коллекторскими свойствами продуктивных пластов. Обобщая зарубежный опыт отметим, что зарубежные технологии наиболее эффективны при нагнетании и создании большеобъемных оторочек водогазовой смеси, нагнетанием как газа, так и CO_2 .

3.6 Виды водогазового воздействия

Современная классификация технологий водогазового воздействия включает в себя следующие виды:

- попеременная закачка газа и воды;
- одновременная закачка газа и воды;
- последовательная закачка газа и воды.

Более распространенное направление ВГВ – это попеременная закачка воды и газа в пласт, известная в мире как технология WAG (Water-Alternating-Gas Injection). [4] При попеременной закачке – происходит закачка в пласт вытесняющих агентов один за другим, но при этом объем оторочек каждого из них в пластовых условиях не должен превышать 10% от начального нефтенасыщенного порового объема дренируемой области пласта. (Рисунок 3.6)

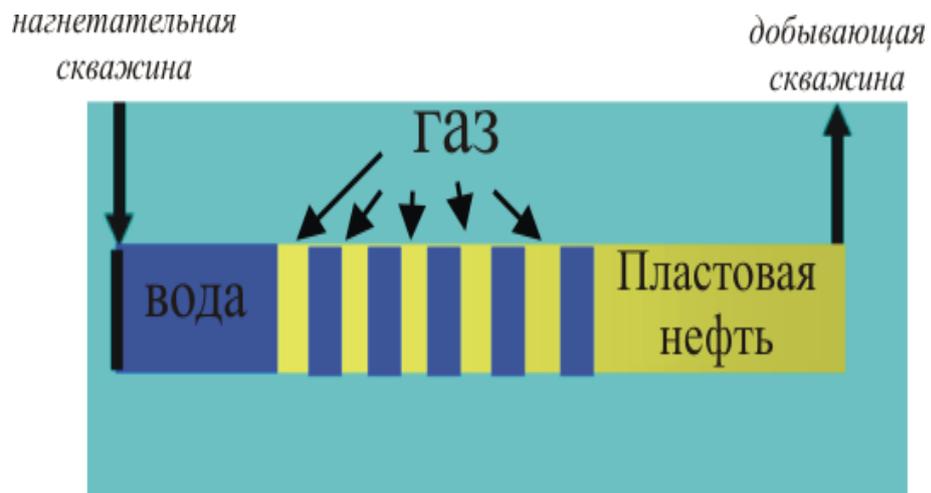


Рисунок 3.6 - Попеременная закачка газа и воды

В меньшей степени пока применяется другое направление - совместная (одновременная) закачка воды и газа в пласт, известное как технология SWAG (Simultaneous Water and Gas Injection). Совместная закачка газа и воды осуществляется в пласт одновременно, образуя в результате водогазовую смесь. (Рисунок 3.7)

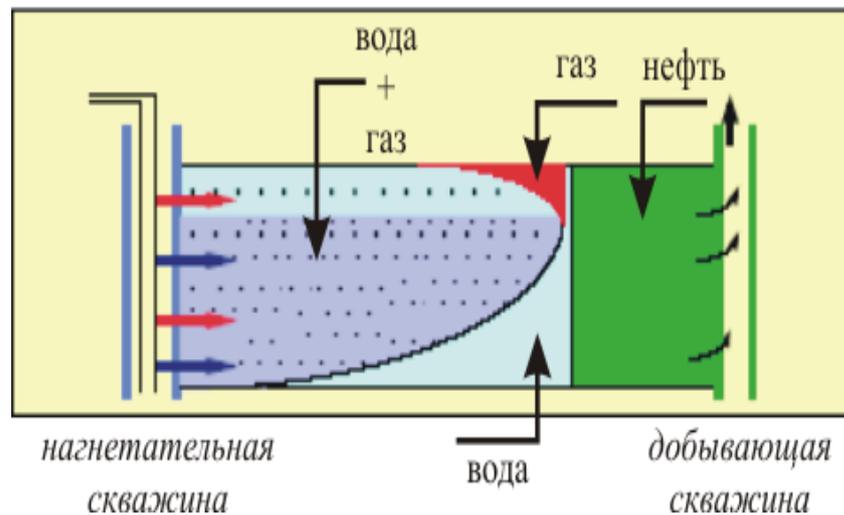


Рисунок 3.7 Одновременная закачка газа и воды

Однако совместная закачка газа и воды имеет ряд преимуществ перед попеременной закачкой воды и газа. Так, как показал промысловый опыт (месторождения Rangely Weber, Kuparuk River, расположенные в США,

месторождения Siri, Северное море, Joffre Viking в Канаде), совместная закачка воды и газа в виде водогазовой смеси (ВГС) предпочтительнее поочередной закачки агентов. На отдельных объектах месторождения Joffre Viking была использована как попеременная, так и совместная закачка воды и газа. На объекте, в который закачивалась водогазовая смесь, получена большая нефтеотдача по сравнению с объектом, на котором вода и газ закачивались в виде чередующихся оторочек. Кроме того, эксплуатация добывающих скважин на втором объекте была значительно осложнена резкими прорывами газа, при совместной закачке водогазовой смеси газ поступает на забой добывающей скважины более равномерно. В зависимости от давления закачки, компонентного состава газа и нефти процесс ВГВ может быть несмешивающимся, частично смешивающимся и смешивающимся.

Главным фактором, влияющим на эффективность совместной закачки воды и газа в пласт, является состав водогазовой смеси (ВГС). Было исследовано влияние содержания газа в водогазовой смеси на КИН и построены зависимости коэффициента вытеснения нефти от величины газосодержания в смеси. Как показано на рисунке 3.8, оптимальное газосодержание водогазовой смеси должно находиться в пределах 25-75%, при котором степень вытеснения нефти максимальна и не зависит от состава ВГС.

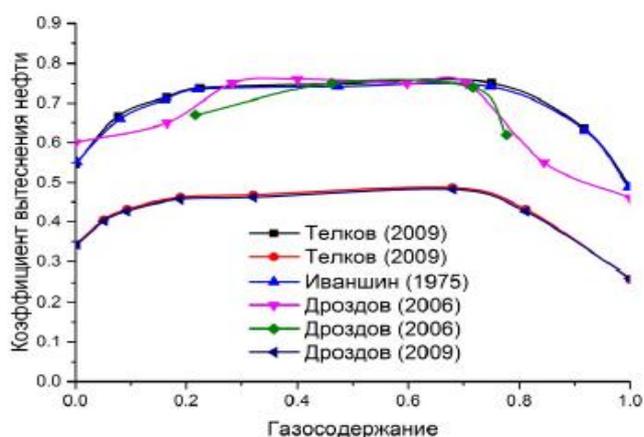


Рисунок 3.8 - Зависимость КИН от газосодержания водогазовой смеси

При последовательной закачке предполагают начало закачивания воды после длительного нагнетания газа, или наоборот. (Рисунок 3.9)

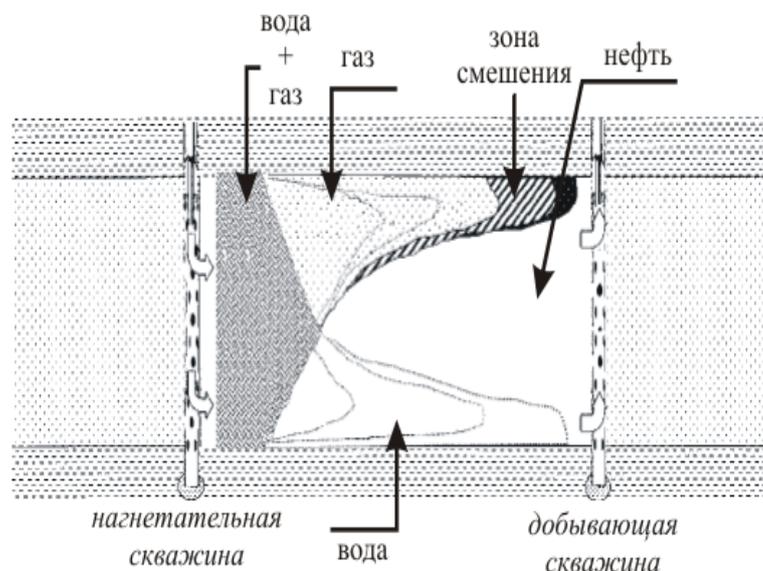


Рисунок 3.9 Последовательная закачка газа и воды

3.7 Недостатки известных технологий

Попеременную закачку воды и газа представляют компрессорная и бескомпрессорная технологии водогазового воздействия. При компрессорной технологии газ нагнетается в скважину с помощью компрессорной станции (от 2-3 до 10 компрессоров высокого давления) в течение некоторого времени (обычно 2-3 мес), затем в скважину нагнетается вода посредством насосной станции. Это самый применяемый способ, но он имеет наибольшее количество недостатков и в первую очередь экономического плана. Стоимость одного компрессора высокого давления (самая простая компрессорная станция – это 2-3 компрессора) составляет 2-3 млн \$ USD. Высокую стоимость имеет газопровод высокого давления (при закачке газа отсутствует гидростатический напор закачиваемого флюида в скважине) для закачки газа 35-40 Мпа и выше. Следует отметить повышенную опасность в эксплуатации газопровода высокого давления. Учитывая вышеизложенное, можно сделать вывод, что нецелесообразно применять эту технологию на небольшом опытном участке, так как капитальные затраты сверхвысоки. Кроме того компрессорная станция как сложная техническая система часто нуждается в ремонте отдельных элементов, прерывая этим постоянство цикла закачки газа.

Известна также бескомпрессорная технология с использованием газа из газовых пластов. Ограничения в ее применении следующие: во-первых, не всем месторождениям сопутствуют высоконапорные газовые пласты, во-вторых часто давления на устье газовых скважин (8,0-12,0 МПа) недостаточно для закачки газа в нагнетательные скважины. Газ приходится «дожимать» с помощью каких-либо устройств.

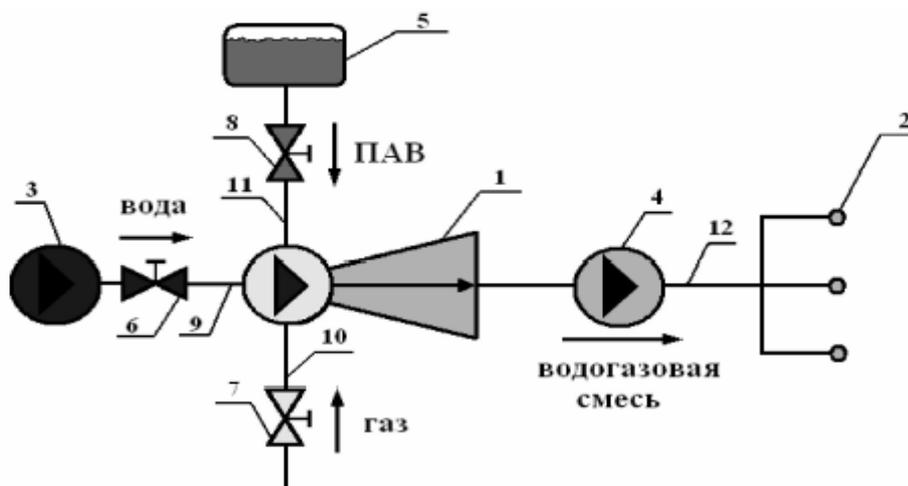
В нашей стране совместная закачка воды и газа представлена технологиями с использованием различных бустерных плунжерных насосов, струйных аппаратов и насосно-эжекторных систем. Одной из технологий нагнетания водогазовых смесей является технология, использующая бустерные (дожимные) насосы плунжерного типа. Плунжерные бустерные установки нуждаются в большом давлении газа на приеме (давление порядка 10.0 МПа), т.к. степень сжатия насосом ВГС не больше 4. Следовательно, в отсутствие высоконапорных источников газа невозможно избежать использования компрессора.

3.8 Эффективное технологическое решение

Предлагается насосно - эжекторная технология водогазового воздействия на пласт, позволяющая использовать преимущества как СА, так и центробежных насосов. Принципиальная схема данной технологии представлена на рисунке 3.10.

Эта технология предполагает получение с помощью насосно – эжекторной системы мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на поверхности с последующей закачкой ее в пласт. Газ от низких давлений (например, давление в трехфазном сепараторе составляет всего лишь 0,4 МПа) дожимается до давлений, необходимых для закачки смеси в пласт (до 15,0-20,0 МПа). Таким образом технология дает возможность избежать необходимости высокого давления газа на приеме. Использование в системе поверхностно-

активных веществ позволяет не только снизить вредное влияние газа на работу дожимного насоса центробежного типа, но и повысить степень вытеснения нефти смесью. Кроме того, присутствие ПАВ в составе рабочего агента позволяет создать стабильную мелкодисперсную водогазовую смесь, способную транспортироваться с поверхности в пласт, не разделяясь на составляющие. «Броня» газового пузырька (оболочка из ПАВ) надежно разделяет газ и воду даже при очень высоких давлениях, снижая также вероятность образования газогидратов в стволе скважины и пласте. При других технологиях, без присутствия ПАВ проблема гидратообразования остается нерешенной.



1 – эжектор; 2 – нагнетательные скважины; 3 и 4 – насосы; 5 – емкость с ПАВ; 6, 7 и 8 – регулируемые задвижки; 9 – линия нагнетания воды; 10 – газовая линия; 11 – линия подачи ПАВ; 12 – линия закачки водогазовой смеси

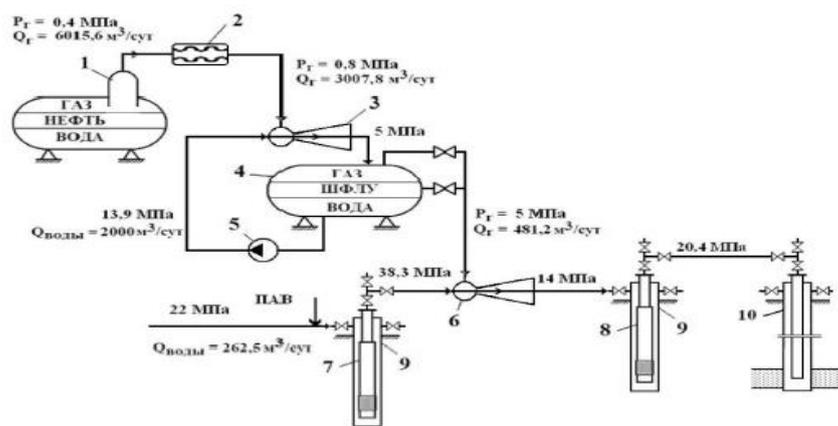
Рисунок 3.10 Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ

Насосно-эжекторная технология использует только промышленно выпускаемое оборудование, не имеющее дорогостоящих или ненадежных элементов. В частности, струйные аппараты (эжекторные устройства) характеризуются простотой конструкции, низкими капитальными вложениями на их изготовление. В устройстве СА отсутствуют какие-либо движущие

детали, что положительно влияет на общую надежность системы. Эта технология может применяться как на отдельных скважинах, кустах скважин, так и целых месторождениях. [5]

Немаловажным замечанием является то, что при этой технологии нет ограничений по составу закачиваемого газа и поэтому можно закачивать сухой газ, обогащенный, жирный вплоть до широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), что очень важно для увеличения нефтеотдачи.

Интересным вариантом насосно-эжекторной технологии ВГВ является насосно-компрессорная технология закачки ВГС. Ее сущность заключается в том, что давление газа, поступающего в приемную камеру эжектора, повышается за счет использования так называемого «струйного компрессора», состоящего из струйного аппарата (эжектора), подпорного насоса, емкости высокого давления (например, 3 МПа). Такой вариант насосно-эжекторной системы более функционален, дает возможность подобрать эжектор с меньшим значением коэффициента инжекции, который обладает более высоким безразмерным перепадом давления, и при постоянном рабочем давлении перед соплом эжектора позволит получить более высокое давление ВГС на выходе из системы. Вариант реализации данной технологии показан на рисунке 3.11.



1 – трехфазный сепаратор; 2 – винтовой компрессор; 3 – эжектор первой ступени; 4 – емкость высокого давления (5 МПа); 5 – подпорный насос первой ступени ВНН8-2000; 6 – эжектор второй ступени; 7 – подпорный насос второй ступени ЭЦН7А-340; 8 – дожимной насос ЭЦНП7-470; 9 – шурф; 10 – нагнетательная скважина

Рисунок 3.11 - Одна из схем реализации насосно-эжекторной технологии водогазового воздействия на пласт

Но данные технологии в любом случае требуют дополнительные технологические затраты. А также преимущества насосно-эжекторной технологии имеют только теоретическое обоснование, на практике данная технология себя не зарекомендовала. При расположении струйного аппарата в стволе (или на забое) скважины невозможно регулировать его работу. Для замены проточных частей струйного аппарата его приходится поднимать на поверхность.

3.9 Лабораторные исследования водогазового воздействия

Также для анализа применимости ВГВ в условиях Ванкорского месторождения будут использоваться аналоги пластов: для пластов Як-III-VII – пласты группы «А» Западной Сибири (АС, АВ); Нх-I, Нх-III-IV – пласты групп «Б» и «Ю» Западной Сибири (БС, БВ, Ю1).

В 1992 г, были опубликованы результаты экспериментов по применению водогазового воздействия, проведенных специалистами НПО «Союзнефтеотдача» Г.Н. Пияковым, А.П. Яковлевым, Р.И. Кудашовым, Е.И. Романовой. В статье рассматриваются результаты лабораторных исследований по оценке эффективности водогазового воздействия на примере пласта Ю1 Когалымского месторождения, геолого-физические условия которого характерны для юрских пластов месторождений Западной Сибири. В лабораторных условиях на моделях приближенных к условиям пласта испытывали технологию попеременного закачивания равных объемов воды и газа, размер которых составил 8-9 % от первоначального объема нефтенасыщенных пор. В результате экспериментальных исследований было установлено, что закачивание газа и воды независимо от типа используемого газа и стадии заводнения способствует приросту коэффициента вытеснения, минимальный прирост 7-8 % получен в опытах с использованием азота, при закачивании сухового углеводородного газа прирост составляет 15-16%.

В том числе лабораторная оценка эффективности ВГВ проводилась на

объектах месторождения Западной Сибири. Где проводились результаты экспериментальных исследований по вытеснению нефти водой и газом в разных модификациях применительно к разным пластам.

В таблице 3.8 обобщены полученные величины коэффициентов по исследованным объектам. Из приводимых данных можно сделать вывод, что полнота извлечения нефти зависит от технологии проведения процесса. Наибольшая величина коэффициента вытеснения была достигнута при попеременной закачке газа и воды оторочками небольшого размера. В случае использования ШФЛУ применительно к Самотлорскому месторождению получено полное извлечение нефти.

Таблица 3.7- Результаты лабораторных исследований

Месторождение пласт	Коэффициент вытеснения нефти				Остаточная водонасыщенность		
	водой	газом	водогазовой смесью		водой	газом	нефтью
			без ПАВ	с ПАВ			
Советское, АВ ₁	0,765	0,366	-	0,844	0,750	0,15	0,100
Савуйское, БС ₁₀	0,631	0,658	0,712	0,850	0,720	0,17	0,110
Быстринское, БС ₁	0,437	0,524	0,733	-	0,632	0,16	0,208
Самотлорское, АВ ₁ ³	0,572	ШФЛУ 1000	-	-	0,460	ШФЛУ 0,54	0

Анализ результатов, обобщенных в таблице позволяет заключить следующее: при последовательной закачке сухого газа, независимо от очередности их закачки (вначале газа, затем воды и наоборот), моделирующий процесс вытеснения увеличивается на 2,7-16 % по сравнению с обычным заводнением. Совместная закачка сухого газа и воды с отношением газа к воде в пределах 0,22-0,78 увеличивает коэффициент вытеснения на 8,1-29,6% по сравнению с заводнением. Эта же величина коэффициента вытеснения достигается в опытах, в которых газ и вода закачивались попеременно.

Исходя из лабораторных исследований можно сделать вывод что закачка газа и воды в любых модификациях приводит к увеличению степени

вытеснения нефти по сравнению с заводнением.

3.10 Наиболее оптимальный метод воздействия на Ванкорском месторождении

В результате положительно проведенных опытно промышленных испытаний ВГВ, зарекомендовала себя последовательная закачка воды и газа, в результате которой был получен дополнительный приток нефти. Рассмотрим метод последовательного вытеснения на примере Нх-III-IV.

На Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении в качестве системы ППД используется заводнение или закачка газа, как показали теоретические исследования и промысловая практика, совместная закачка газа и воды повышает общую эффективность вытеснения нефти. Ванкорское месторождение обладает значительными ресурсами газа, поэтому целесообразно рассматривать использование метода водогазового воздействия.

В качестве исследуемого принят объект Нх-III-IV. На объекте Нх-III-IV поддержание пластового давления происходит приконтурной системой ППД с расположением нагнетательных скважин вблизи контура ВНК, а так же системой газонагнетательных скважин, осуществляющих закачку газа в газовую шапку. Действующий нагнетательный фонд составляет 34 скважины (в том числе 6 газонагнетательных). Средняя приемистость на 2015 год составляет 840 м³/сут.

Как видно из карты накопленных отборов рисунок 3.13, 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 в центральной части залежи и рядной сеткой в подгазовой зоне объекта. Соотношения количества добывающих скважин к нагнетательным составляет 2,9.

Все нагнетательные скважины являются наклонно – направленными, вскрывая при этом интервалы начальной нефтенасыщенности (газовые скважины перфорированы в изначально газонасыщенных интервалах).

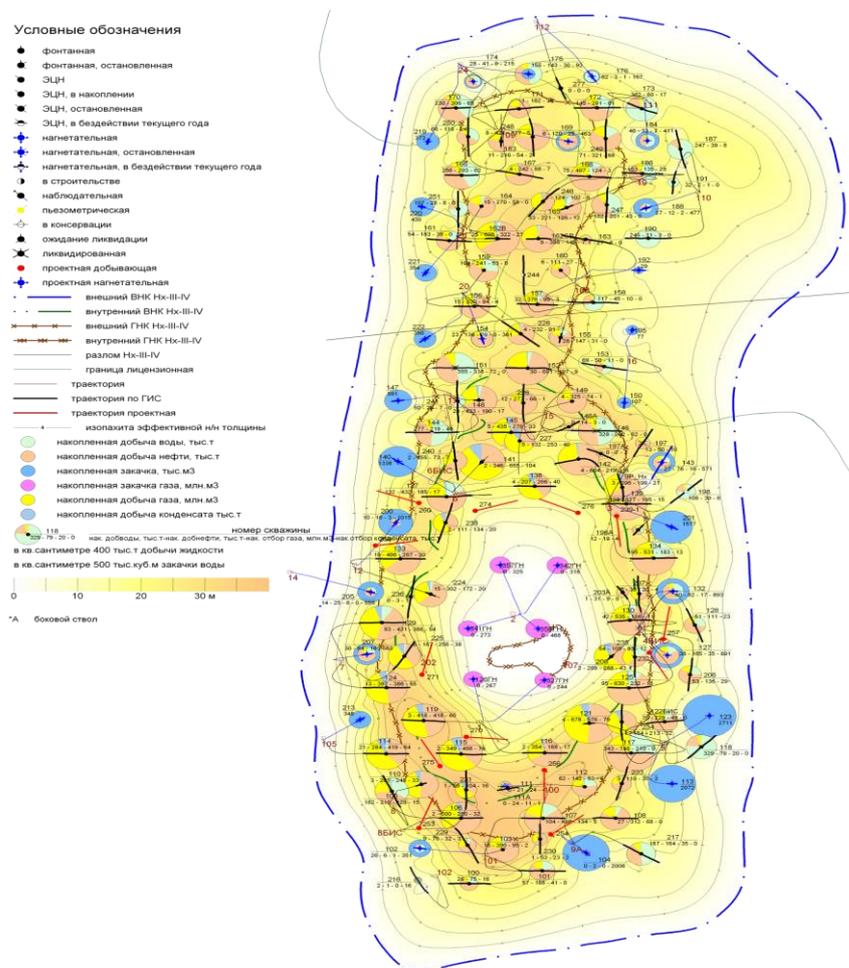


Рисунок 3.13 Карта накопленных отборов объекта Нх-III-IV

В качестве исследуемого был принят пласт Нх-III-IV. Выработка запасов происходит в зоне СК. Наибольшим потенциалом извлекаемых запасов характеризуется Нх-IV. Для увеличения темпов отборов запасов рекомендую применить последовательное ВГВ. Отмечается тенденция быстрого роста обводненности. В будущем рекомендую после обводнения добывающей скважины до 98% перевести ее под нагнетательную скважину для проведения последовательного ВГВ. В которую сначала будем закачивать воду около 2-3 месяцев, затем перейдем на газ.



Рисунок 3.14 Анализ выработки запасов для объекта Нх-III-IV

Из вышеуказанного рисунка видно, что выработка запасов происходит в зоне СК. Наибольшим потенциалом извлекаемых запасов характеризуется Нх-IV. Перевод скважин позволит увеличить дренирование и выработку запасов Нх-IV (рисунок 3.15), и следовательно увеличить добычу нефти.

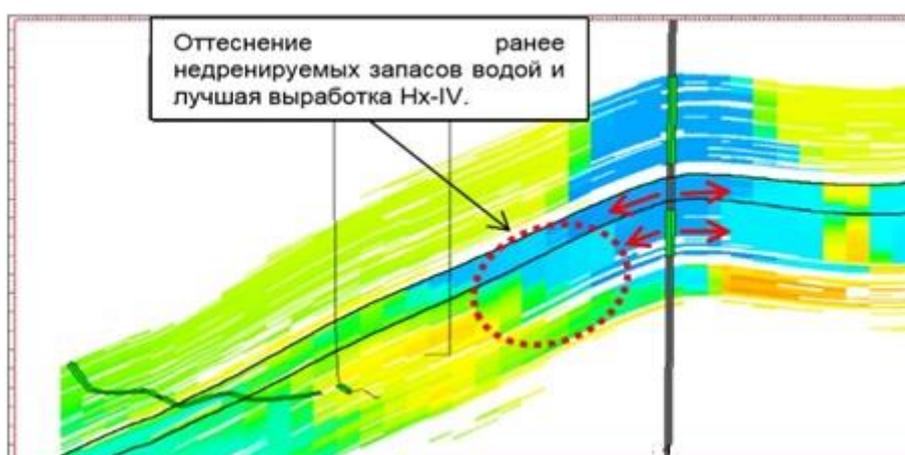


Рисунок 3.15 Пример выработка недренируемых запасов Нх –IV

Добывающие скважины всегда вскрывают зону с улучшенными ФЕС-«суперколлектор». На севере залежи суперколлектор характеризуется наибольшими толщинами, и горизонтальные скважины вскрывают преимущественно суперколлектор.

Стоит отметить, что на нагнетательных скважинах объекта Нх-III-IV, где вскрыт суперколлектор, коэффициент охвата работающих толщин напрямую зависит от толщины вскрытого высокопроницаемого пропластка и может

принимать достаточно низкие значения, что свидетельствует о невытеснении запасов из низкопроницаемых зон, при этом коэффициент охвата толщин закачкой в газонагнетательных скважинах близок к 100% .

Для предотвращения ранних прорывов газа и воды по суперколлектору в добывающие скважины, предлагаю использовать пассивные устройства притока для выравнивания профиля приемистости на нагнетательных скважинах Ванкорского месторождения, которая дает возможность «прижать» высокопроницаемые зоны и, тем самым интенсифицировать приток из низкопроницаемых участков. Можно использовать трубчато-канальные устройства притока производства компании Baker Hughes.[6] На рисунке 3.17 показан характерный профиль вытеснения и прорыва воды в добывающую скважину в случае использования стандартного заканчивания скважины при заводнении неоднородного коллектора.

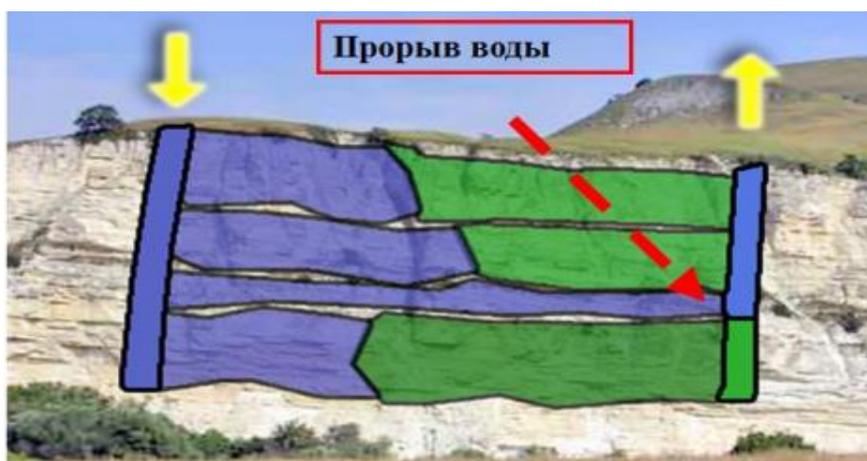


Рисунок 3.17 Профиль вытеснения для стандартного заканчивания нагнетательной скважины

На рисунке 3.18 показан равномерный профиль вытеснения в случае использования устройства контроля закачки.

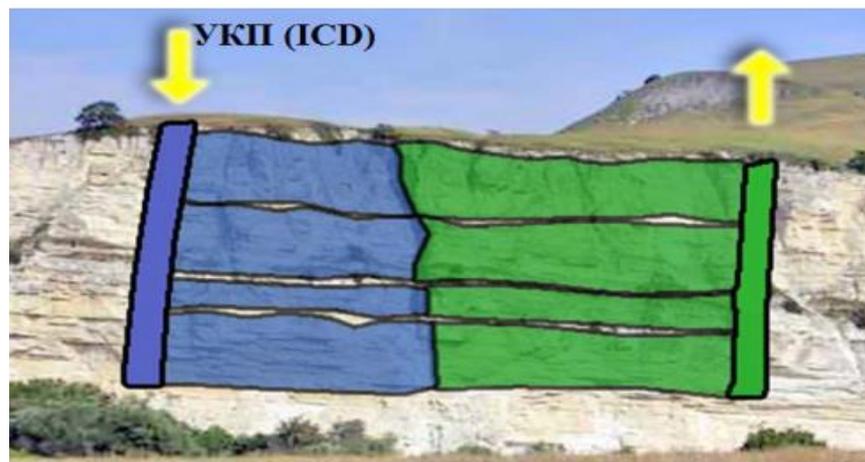


Рисунок 3.18 Профиль вытеснения для нагнетательной скважины с ICD.

4 Безопасность и экологичность

Промышленное производство, в том числе и добыча нефти и газа, оказывает негативное влияние на окружающую среду и определяет условия труда и безопасности жизнедеятельности человека. Законодательство РФ об охране труда и окружающей среды требует от руководителей и специалистов промышленности защиты окружающей среды, улучшения условий труда человека, что не может осуществляться в отрыве от природоохранных мероприятий, научной организации труда, повышения его эффективности и безопасности.

Природно-техногенные аварии имеют место в нефтегазовом комплексе. Исследования и прогноз таких явлений крайне необходимы. Аварийные события рассматриваются как крупное негативное экологическое и социальное явление. Поэтому вопросы обеспечения промышленной и профессиональной безопасности, защиты здоровья людей и окружающей среды имеют актуальное значение.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При работе на месторождении для уменьшения несчастных случаев и процента риска необходима тщательная проработка всех производственных процессов с учетом безопасности работающего персонала.

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: повышенная (пониженная) температура воздуха; повышенная загазованность воздуха

рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Опасными факторами являются: взрывопожароопасность производственного процесса; повышенная (пониженная) температура поверхности оборудования и коммуникаций; повышенная подвижность воздуха; движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся конструкции; высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании; опасные химические вещества; действие электрического тока. [7]

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4 % к начисленной оплате труда. [8]

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду поступают опасные для работающих на кустовой площадке газы, которые могут являться источниками отравления организма.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа Красноярского края. Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как закачиваемый агент является одним из основных и

непосредственно вовлечен в систему ППД, работы по закачке ведутся круглосуточно.

Климат месторождения Восточной Сибири преимущественно 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 теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет 10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой – 26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до – 57°С. 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. [22]

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

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

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [9]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м.

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 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующего данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м². [16]

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 предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [10]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [11]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.1. [12]

Таблица 4.1 – Санитарно-гигиенические условия труда

Характеристики	Оборудование и значение
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	Лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	Газопровод, ПАЭС - 2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76

Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

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

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). [13]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [14]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.2. [15]

Таблица 4.2 - ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/ м3
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О2	4
Сероводород в смеси с углеводородами С1-С5	3
Углекислый газ	9000
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С1-С10	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

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 [16].

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. [17]

4.5 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. [18]

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II. [19]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования. [20]

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

В таблице 4.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [16]

Таблица 4.3- Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование вещества	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ 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

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

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V= 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V= 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты - 5 шт.;
- ломы – 2шт.;
- топоры – 2 шт.;

- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.4. [21]

Таблица 4.4 - Перечень возможных аварийных ситуаций.

№	Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
5	Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
6	Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью

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.

4.7 Экологичность проекта

Применение способов использования попутного нефтяного газа направлено на снижение объемов факельного сжигания, которое негативным образом оказывает влияние на экологическое состояние района месторождения.

Воздействие факельного сжигания ПНГ на воздух, почву и водную среду представлено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Воздействие факельного сжигания ПНГ на атмосферу, почву и водную среду

Среда	Воздействие
1	2
Атмосфера	При сжигании ПНГ образуются сажа, оксиды азота, монооксид углерода, бензпирен, «проскочившие углеводороды», бензол, фосген, толуол, тяжелые металлы (ртуть, мышьяк, хром), сернистый ангидрид, иногда сероводород, сероуглерод, меркаптаны. А также парниковые газы, прежде всего, углекислый газ. Сжигание является одним из главных источников загрязнения атмосферного воздуха. Выбросы углекислого газа в атмосферу составили около 50000 тон за период эксплуатации Ванкорского месторождения
Почва	В радиусе 20–200 м от факела происходит практически полное выжигание органического вещества. Содержание бензпирена в почвах и грунтах вблизи факелов и площадок горизонтального выжигания углеводородов составляет до 25 предельно

	<p>допустимых концентраций.</p> <p>Накопление токсикантов в почвах вследствие сжигания обуславливает формирование геохимических аномалий – своеобразных «химических бомб замедленного действия»</p>
Вода	<p>От выбросов при сжигании ПНГ в зависимости от природы загрязняющего вещества происходит его локализация либо в пленке, либо в осадке, либо в растворенном и эмульгированном состоянии.</p> <p>Наличие нефтяной пленки на водной глади приводит к процессу «закупоривания» воды, что, соответственно, ограничивает доступ кислорода и приводит к разрушению водных экосистем.</p> <p>При попадании в водоемы тяжелые фракции нефти частично оседают на дно, что приводит к изменению состава донных отложений, а сорбированные и погребенные битуминозные вещества в донных отложениях могут в течение многих лет являться дополнительным источником загрязнения вод</p>

Воздействие факельных установок на лесные экосистемы представлено на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Зоны воздействия факельных установок на лесные экосистемы

При бурении скважин предусматриваются мероприятия по сохранению природных характеристик призабойной зоны скважины в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта.

В процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин основные мероприятия сводятся к проверке целостности колонны и цементного кольца, установлению зон утечек и поступления посторонних вод и ремонтно-изоляционным работам с целью восстановления качества крепи.

Консервацию и ликвидацию скважин следует проводить в строгом соответствии с действующими инструкциями, что обеспечит по

ликвидируемым скважинам недопущение утечек остатков нефти и пластовой воды в другие горизонты разреза, по консервируемым скважинам – возможность их последующего ввода в эксплуатацию.

Предусмотренный комплекс мероприятий по охране недр обеспечит достаточный уровень охраны недр от негативного воздействия планируемой разработки месторождения.

С целью обеспечения безопасности работ и снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- применение герметичной технологической аппаратуры с рабочими параметрами, ограничивающими выделение загрязняющих веществ;
- установка предохранительных клапанов на случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом;
- организация контроля за источниками загрязнения атмосферного воздуха;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех составных частей системы переработки газа и транспортировки товарной продукции;
- выбор запорно-регулирующей арматуры и технологического оборудования, в соответствии с рабочими параметрами процесса и коррозионной активностью среды;
- блокировка оборудования и сигнализации при отклонении от нормальных условий технологических процессов;
- применение электрооборудования, аппаратуры и приборов взрывобезопасном исполнении;
- молниезащита и защита от статического электричества сооружений технологического оборудования и трубопроводов;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

- организация строгого контроля технологических процессов, герметичность, надежность и безаварийная работа оборудования и трубопроводов;
- применение наиболее совершенного оборудования и приборов контроля его работы;
- выбор технологического оборудования в блочном исполнении в соответствии с заданными технологическими параметрами.

В периоды неблагоприятных метеорологических условий предусмотрены оповещения трех степеней опасности загрязнения воздушного бассейна.

Основные мероприятия по охране почв:

- 1) прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам производится с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- 2) при проведении любых строительно-монтажных работ необходимо:
 - снять плодородный слой почвы на определенную глубину земельного участка, отведенного под строительство объекта или карьера стройматериалов;
 - переместить плодородный слой почвы в места временного складирования и хранения для повторного использования при восстановлении земель;
- 3) устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности с учетом возможности более полного сбора загрязнителей;
- 4) сооружение систем накопления отходов бурения и продуктов испытания скважин (шламонакопителей, амбаров, лотков и т.д.) с гидроизоляцией дна и стенок;
- 5) устройство на буровых закрытых помещений или огражденных площадок с гидроизолированным настилом для хранения химреагентов;
- 6) сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
- 7) после завершения работ по строительству последней скважины на кустовой площадке, демонтажа и вывозу оборудования, материалов и

обработанных глинистых растворов на новую площадку проводятся работы по восстановлению нарушенных земель.

К мероприятиям по охране животного мира и рыбных ресурсов относятся: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом, т.к. в этот период многие виды птиц отсутствуют на территории; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; 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 предполагают полную герметизацию системы сбора и транспортировки нефти и газа, обвалование скважин высотой до 1,0 м с целью локализации загрязнения при возможной аварии, систематический контроль (2 раза в сутки) за состоянием технологического оборудования, оборудование приустьевых площадок скважин бетонными плитами с бордюрами и канализационными емкостями для сбора ливневых и производственных стоков, ежеквартальный контроль за качеством воды, размещение буровых площадок за пределами водоохраных зон рек и ручьев.

В пределах водоохраных зон запрещается:

- использование сточных вод для удобрения почв;
- размещение кладбищ, скотомогильников, мест захоронения отходов производства и потребления, радиоактивных, химических, взрывчатых, токсичных, отравляющих и ядовитых веществ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По ходу выполнения данной работы были выполнены все поставленные задачи.

Во-первых, были рассмотрены и детально изучены геологические сведения о месторождении. Рассматриваемое месторождение «Ванкорское» находится в Красноярском крае, в арктическом климатическом районе, характеризующемся зоной распространения многолетнемерзлых пород, что осложняет производство работ по разработке месторождения и строительству сооружений для его эксплуатации.

Во-вторых, была раскрыта информация о состоянии разработки месторождения и ее эффективности. На данный момент месторождение находится на завершающей II стадии разработки и характеризуется значительными темпами добычи нефти.

На основании вышеизложенных исследований можно сделать вывод, что закачка газа и воды в любых модификациях приводит к увеличению степени вытеснения нефти по сравнению с заводнением. Но исследовав минусы всех видов, можно сделать заключение, что наиболее оптимальной и подходящей является последовательная закачка. Данный вид позволит вовлечь в разработку недренируемые участки, тем самым выравнить профиль приемистости увеличить КИН.

В качестве заключения можно сказать, что для системы ППД в том числе и при применении водогазового воздействия используется ПНГ. Рациональное использование ПНГ позволяет выравнить экологическую ситуацию и избежать жесткие экономические санкции.[7] Таким образом, можно сделать вывод, что технология использования ПНГ на Ванкорском месторождении в настоящий момент эффективна, 95 %-ной утилизацией, за счет применения всей инфраструктуры по использованию ПНГ на полную мощность.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПНГ – попутный нефтяной газ

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ГКС – газокomppressorная станция

ППД – поддержание пластового давления

ГНК – газонефтяной контакт

ВНК – водонефтяной контакт

ВНИИ-ГИК - Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт геофизических методов исследований, испытаний и контроля нефтеразведывательных скважин

ГКЗ - Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

КИН – коэффициент извлечения нефти

ПЗС – призабойная зона скважины

ВГВ – водогазовое воздействие

ВГС – водогазовая смесь

ЭЦН – электроцентробежный насос

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ЦПС – центральный пункт сбора

УКП – устройства контроля притока

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения 2015 г. книга 1.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения 2015 г. книга 2.
3. Трофимов А.С., Платонов И.Е., Мигунова С.В. Водогазовое воздействие на Самотлорском месторождении. - СПб.: НПО «Профессионал», 2009. - 190 с.
4. Christensen J.R., Stendy E.H., Skauge A. Review jf WAG field experience. SPE Res. Eval and Eng, 2001, April. P. 97-106
5. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты//Территория Нефтегаз. - 2006. - № 2. - С. 54-59.
6. Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: ‘’Российские системы заканчивания горизонтальных скважин’’ // Нефтесервис - 2013 №- стр.38-40
7. Государственный стандарт Союза ССР ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация" (утв. и введен в действие постановлением Госстандарта СССР от 13 ноября 1974 г. N 2551)
8. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
9. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование». Введен 01.01.2004 г.- Постановление госстроя Россия

10. СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания», 1987. Введен 01.08.1994г – Постановление госстроя России
11. СНиП 23-03-2003 «Защита от шума». Введен 30.06.2003г.- Постановление госстроя России
12. СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение». Введен 27.06.1979.- Постановление Государственного комитета СССР
13. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.
14. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.
15. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.
16. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
17. Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204
18. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-03 "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)
19. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-03 "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
20. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов, утв. Минтопэнерго РФ и Минприроды РФ 25 января, 10 августа 1994г.

21. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть

22. Стандарты компании ООО «РН-Ванкор»

Приложение А

Таблица 1.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Ванкорского НКГМ

Параметры	Объекты						
	Як-1	Як-2	Як-3-7	Дл-1-3	Сд-IX	Нх-1	Нх-3-4
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-1562,0 -1607,0			-949,0	-2366,0	-2605,0	-2710,0
Тип залежи	Пластовый, сводовый, литолого-экранированный		Массивный, сводовый	Пластовый, сводовый, литолого-экранированный	Массивный, сводовый	Пластовый, сводовый, литолого-экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	терригенный, поровый						
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ³	40178	43622	252553	226464	20380	308769	286557
Средняя общая толщина, м	8,1	3,9	75,2	38,5	43,6	10,6	57,7
Средняя газонасыщенная толщина, м	3,0	2,5	7,0	12,0	1,4	1,2	14,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,4	2,4	17,7	-	3,5	7,5	17,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	3,6	-	31,9	11,5	30,3	5,2	11,5
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,46	0,6	0,61	-	0,42	0,48	0,54
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,79	0,79	0,72	0,61	0,81	0,76	0,75
Расчлененность	2,3	1,8	14,4	5,7	7,1	3,6	12,8
Начальная пластовая температура, °С	29,0	30	31,5	12,0	53	58	63
Начальное пластовое давление (на ГНК/ВНК), МПа	15,7	15,9	15,9	9,6	23,7	25,9	27,3
Абсолютная отметка ГНК/ВНК, м	-	-1579,9	-1600	-1600/-1616	-2368,0	-2553,4	-2716,0
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-1583,6	-1629,3	-1645,0	-2375,0	-2662,2	-2758,0

Приложение Б

Таблица 1.2 - Характеристика параметров по вытеснению нефти пластовой водой

Лаборатория	Проницаемость, мД			Содержание связанной воды, доли ед.			Коэффициент нефтенасыщенности						Коэффициент вытеснения, доли ед.			
	Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Начальной, доли ед.			Остаточной, доли ед.			Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	
							Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения				
Як-III-VII																
ООО "НК-Роснефть"-НТЦ	78	312,2	10,26-1276,6	78	0,295	0,178-0,467	78	0,705	0,533-0,822	78	0,319	0,294-0,342	78	0,540	0,381-0,642	
ООО "РН-Уфанипинефть"	5	747,9	46,6-2495,4	5	0,251	0,177-0,335	5	0,749	0,665-0,823	5	0,302	0,237-0,332	5	0,591	0,501-0,712	
ОАО «ТомскНИПИнефть»	36	520	28,9-3089,5	36	0,325	0,091-0,516	36	0,669	0,484-0,909	36	0,256	0,203-0,334	36	0,604	0,381-0,738	
ВНИГНИ (г. Москва)	12	967,9	321,9-1633,3	12	0,113	0,087-0,134	12	0,887	0,866-0,913	12	0,385	0,357-0,424	12	0,565	0,51-0,595	
Нх-I																
ООО "НК-Роснефть"-НТЦ	27	140,3	1,71-812,6	27	0,386	0,181-0,647	27	0,614	0,353-0,819	27	0,301	0,245-0,344	27	0,483	0,308-0,661	
ООО "РН-Уфанипинефть"	4	15,7	1,22-47,4	4	0,429	0,335-0,488	4	0,572	0,512-0,665	4	0,291	0,279-0,296	4	0,485	0,421-0,581	
ОАО «ТомскНИПИнефть»	30	26	2,11-81,9	30	0,411	0,272-0,617	30	0,589	0,383-0,728	30	0,291	0,228-0,344	30	0,487	0,310-0,658	
Нх-III-IV																
ООО "НК-Роснефть"-НТЦ	121	312,4	6,3-1464,9	121	0,37	0,165-0,5	121	0,63	0,5-0,835	121	0,246	0,115-0,336	121	0,61	0,39-0,771	
ООО "РН-Уфанипинефть"	4	65,7	5,95-194,1	4	0,365	0,256-0,471	4	0,635	0,529-0,744	4	0,284	0,268-0,291	4	0,544	0,452-0,64	
ОАО «ТомскНИПИнефть»	32	100,4	7,7-462,1	32	0,361	0,199-0,516	32	0,639	0,484-0,801	32	0,3	0,216-0,395	32	0,519	0,400-0,731	
ВНИГНИ (г. Москва)	20	150,2	4-371,6	20	0,486	0,436-0,521	20	0,514	0,479-0,564	20	0,206	0,186-0,225	20	0,596	0,538-0,67	

Приложение В

Таблица 1.3 - Характеристика вытеснения нефти газом

Лаборатория	Проницаемость, мД			Содержание связанной воды, доли ед.			Коэффициент нефтенасыщенности					Коэффициент вытеснения, доли ед.			
	Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Начальной, доли ед.			Остаточной, доли ед.		Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	
							Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Кол-во определений	Среднее значение				Интервал изменения
Як-III-VII															
ООО "НК-Роснефть" - НТЦ	14	296,1	120,4-721,7	14	0,263	0,213-0,296	14	0,737	0,704-0,787	14	0,45	0,441-0,459	14	0,389	0,352-0,439
ОАО "ТомскНИПИнефть"	7	78,3	44,8-130,9	7	0,391	0,342-0,437	7	0,609	0,563-0,658	7	0,369	0,260-0,430	7	0,393	0,265-0,553
ВНИГНИ (г.Москва)	12	967,9	321,9-1633,3	12	0,113	0,087-0,134	12	0,887	0,866-0,913	12	0,564	0,558-0,574	12	0,363	0,352-0,371
Нх-I															
ООО "НК-Роснефть" - НТЦ	6	34,7	13,5-62	6	0,368	0,308-0,422	6	0,632	0,578-0,692	6	0,458	0,439-0,477	6	0,273	0,234-0,318
ОАО "ТомскНИПИнефть"	6	28,3	11,5-57,7	6	0,373	0,290-0,459	6	0,627	0,541-0,710	6	0,312	0,294-0,341	6	0,496	0,370-0,562
Нх-III-IV															
ООО "НК-Роснефть" - НТЦ	7	31,6	4,1-72,1	7	0,434	0,299-0,541	7	0,566	0,459-0,701	7	0,413	0,364-0,475	7	0,257	0,204-0,328
ОАО "ТомскНИПИнефть"	13	93,4	4,1-462,1	13	0,392	0,199-0,572	13	0,608	0,428-0,801	13	0,274	0,123-0,446	13	0,554	0,353-0,740
ВНИГНИ (г. Москва)	19	150,2	3,99-371,6	19	0,486	0,436-0,521	19	0,514	0,479-0,564	19	0,341	0,336-0,346	19	0,334	0,298-0,388

Приложение Г

Таблица 1.4 – Состав нефти Ванкорского месторождения в пластовых условиях при принятом газосодержании

Молярная концентрация компонентов, %	Як-III-VII				Нх-I				Нх-III-IV			
	Газ сепарации	Сепарированная нефть	Пластовая нефть		Газ сепарации	Сепарированная нефть	Пластовая нефть		Газ сепарации	Сепарированная нефть	Пластовая нефть	
			Среднее по лабораторным данным	Пересчитанные значения			Среднее по лабораторным данным	Пересчитанные значения			Среднее по лабораторным данным	Пересчитанные значения
сероводород	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
диоксид углерода	1.03	0	0.35	0.47	0.5	0.003	0.26	0.33	0.16	0	0.09	0.1
- азот+редкие	0.25	0	0.11	0.11	0.5	0.0004	0.27	0.33	0.15	0	0.08	0.1
- метан	95.2	0.16	39.03	43.47	88.77	0.19	47.9	58.4	82.34	0.09	47.14	54.65
- этан	2.87	0.18	1.31	1.41	2	0.07	1.11	1.34	3.75	0.16	2.21	2.54
- пропан	0.14	0.02	0.06	0.08	2.6	0.35	1.58	1.83	4.75	0.79	3.05	3.42
- изобутан	0.16	0.08	0.11	0.12	1.32	0.66	1.01	1.09	2.17	0.93	1.64	1.75
- норм. Бутан	0.05	0.02	0.04	0.03	1.17	0.58	0.9	0.97	2.84	1.87	2.42	2.52
- изопентан	0.08	0.09	0.10	0.09	0.86	1.55	1.18	1.1	1.32	2.1	1.66	1.58
- норм. Пентан	0.02	0.02	0.07	0.0	0.45	0.87	0.62	0.59	0.9	2.2	1.46	1.34
- остаток C6+	0.2	99.43	58.83	54.21	1.83	95.73	45.16	34.01	1.63	91.87	40.25	32
Сумма	100	100	100.00	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Приложение Д

Таблица 2.1 – Показатели разработки по месторождению

Показатели	пласты						Итого		Отклонение от проекта	
	Як-III-VII		Нх-III-IV		Нх-I					
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	абс.	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Годовая добыча нефти, тыс. т	1483,5	2475,3	1904,5	1110,7	0,0	54,2	3388,0	3640,2	252,2	7,4
Годовая добыча жидкости, тыс. т	1660,5	2657,6	1946,3	1140,4	0,0	54,3	3606,8	3852,3	245,5	6,8
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1484,0	2486,3	1904,5	1110,7	0,0	54,1	3388,5	3651,1	263,1	7,8
% добычи нефти по пласту от общей добычи	43,8	68,0	56,2	30,5	0,0	1,5	-	-	-	-
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1660,5	2668,5	1946,3	1140,4	0,0	54,3	3606,8	3863,2	256,4	7,1
% добычи жидкости по пласту от общей добычи	46,0	69,0	54,0	29,6	0,0	1,4	-	-	-	-
Годовая закачка воды, тыс. м ³	2606,0	40,6	534,1	139,0	0,0	0,0	3140,1	179,6	-2960,5	-94,3
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	2606,0	40,6	534,1	139,0	0,0	0,0	3140,1	179,6	-2960,5	-94,3
Обводненность годовая, %	10,70	6,86	2,10	2,60	0,0	0,28	6,10	5,51	-0,6	-9,8
Средний дебит нефти, т/сут	219,3	468,4	501,8	363,0	0,0	361,4	321,0	428,5	107,5	33,5
Средний дебит жидкости, т/сут	245,5	502,8	512,9	372,7	0,0	362,4	342,0	453,5	111,5	32,6
Средняя приемистость нагнет. скв., м ³ /сут	601,0	322,4	305,0	642,3	0,0	0,0	581,0	524,8	-56,3	-9,7
Компенсация отбора закачкой, % годовая	122,3	1,2	13,1	12,2	0,0	0,0	55,1	4,7	-50,4	-91,5
С начала разработки, %	122,3	1,2	13,1	12,2	0,0	0,0	55,1	4,6	-50,5	-91,7
Действующий фонд добывающих скважин	41	54	23	41	0,0	12	64	107	43,0	67,2
Действующий фонд нагнетательных скважин	25	16	12	5	0,0	0	37	21	-16,0	-43,2
Добыча газа, млн.м ³	90,0	151,0	389,5	234,4	0,0	10,9	485,6	396,3	-89,4	-18,4
Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	90,0	151,4	389,5	234,4	0,0	10,9	485,6	396,7	-88,9	-18,3

Приложение Е

Таблица 2.4 - Выбор метода воздействия по критериям применимости для залежей Ванкорского месторождения

Параметры	Средние значения геолого-физических параметров Ванкорского месторождения			МВ и критерии применимости									
				Гидродинамические методы	Физико-химические методы			Газовые методы			Тепловые методы	Микробиологические методы	
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Заводнение	Нагнетание ПАВ	Нагнетание полимера	Нагнетание щелочи	Нагнетание CO ₂ (смеш.)	Нагнетание углеводородного газа (смеш)	Водогазовое воздействие	Нагнетание горячей воды	Активизация пластовой микрофлоры	Микробное (меласное) заводнение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Тип породы	тер.	тер.	тер.	тер., карб.	тер., карб.	тер., карб.	тер., карб.	тер.	тер.	тер., карб.	тер., карб.	тер.	карб., тер.
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	пор., трещ.	поровый	тр.-пор., пор.
Глубина залегания, м	1671	2550	2750	нп	нп	нп	нп	900-6000	2000-6000	нп	30-2000	30-2000	0-1500
Угол падения, град.	0-3	0-3	0-3	0-5	0-5	0-5	0-5	0-90	0-90	0-90	0-5	нп	0-10
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	25,4	27,1	нп	нп	нп	нп	8-55	25-55	нп	1-40	1-20	0-15
Начальная пластовая температура, °С	34	59	65	20-100	10-70	10-90	<150	20-200	20-200	20-100	0-50	20-80	20-60
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	17,3	6,9	17,8	3-100	7-15	нп	нп	6-30	6-25/нп	6-25/нп	10-25	>1	3-100
Проницаемость, мкм ²	0,42	0,024	0,128	0,1-5	0,1-2	0,1-2	>0,1	0,001-3	0,001-3	0,004-0,8	0,1-3	0,1-5	0,1-5

Продолжение приложения Е

Коэффициент пористости, д.ед.	0,27	0,2	0,2	0,1-0,35	0,1-0,35	0,1-0,35	0,1-0,35	0,04-0,35	0,04-0,35	0,1-0,35	0,1-0,3	0,25-0,4	0,1-0,4
Глинистость, %	15	21,3	17,4	0-5	0-10	0-10	0-10	нп	нп	0-25	0-25	нп	нп
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,61	0,47	0,54	0,7-1	0,7-1	0,5-1	0,6-1	0,25-1	0,4-1	0,4-1	0,7-1	0,7-1	0,5-1
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	850	693	688	650-1000	800-950	820-950	нп	650-880	650-880	650-950	850-1000	650-880	650-900
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	8,7	0,6	0,5	0,1-25	0,1-60	10-100	0,1-40	0,01-15	0,4-20	0,1-100	15-100	0,1-20	0,1-60
Массовое содержание													
АСВ, %	8,96	4,38	5,74	нп	0-40	нп	нп	0-15	нп	нп	0-40	0-40	0-40
парафинов, %	0,9	4,2	3,8	0-5,5	0-2	нп	нп	0-30	нп	нп	0-30	0-30	0-30
Общая минерализация воды, г/л	13,5	12	10	нп	0-25	0-20	0-50	нп	нп	нп	нп	0-20	0-100
Жесткость пластовой воды, г/л	5,5	1,5	1,7	нп	0-5	0-5	0-0,025	нп	нп	нп	нп	0-5	нп
Заключение о применимости метода				метод применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим	метод применим	метод применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим