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

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия

« ____» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА
21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Руководитель _____ доцент, к.т.н Е.В. Безверхая
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ С.И.Хадралиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
наименование раздела подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ О.В. Помолотова
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____» _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работ

Студенту Хадралиеву Сергею Игоревичу

Группа ЗНБ11-04. Направление (специальность) 21.03.01.02
«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы: «Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Е.В. Безверхая, доцент, к.т.н

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

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского месторождения;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____ Безверхая Е.В.

подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Хадралиев С.И.

подпись, инициалы и фамилия студента

« ___ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)» содержит 67 страниц текстового документа, 13 рисунков, 17 таблиц, 29 использованных источников.

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ТЕРМОГАЗ, ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, ЗАВОДНЕНИЕ, ПОЛИМЕРЫ, ВЫТЕСНЕНИЕ, ОБРАБОТКА ПРИЗАБОНОЙ ЗОНЫ, МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКЕВАЖИНЫ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА.

Объектом исследования является текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения и рекомендации по выбору подходящих методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского месторождения.

Целью работы является выбор метода воздействтия на пласт в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения, выбор оптимальной технологии обработки призабойной зоны и выбор технологии по интенсификации притока к горизонтальным скважинам.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 4
1. Геология месторождения 5
1.1 Общие сведения о месторождении 5
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 9
1.3 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов 10
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов 13
1.5 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата 14
1.6 Запасы углеводородов 15
2. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения 17
2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения 18
2.2 Анализ состояния фонда скважин 26
3. Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского месторождения. 30
3.1 Методы увеличения нефтеотдачи 31
3.2 Обработки призабойной зоны скважины 40
3.3 Методы интенсификации притока к скважинам 44
4. Безопасность и экологичность 50
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса **Ошибка! Закладка не определена.**
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
4.7 Экологичность проекта ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 50
ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ 65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 66

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазодобывающая промышленность занимает особое место в экономике нашей страны. Она занимает около 14% ВВП России, а в экспорте товаров – 70,6%. При этом по добыче нефти и газа мы занимаем ведущие позиции в мире.

На российскую нефтяную отрасль оказывают влияние такие отрицательные факторы, как истощение экономических и рентабельных запасов в регионах добычи с развитой инфраструктурой (Западной Сибири, Урале, Поволжье), сложные природные условия и неразвитость инфраструктуры в новых регионах добычи (Восточной Сибири, Крайнем Севере, Дальнем Востоке), а также нехватка необходимых компетенций для реализации шельфовых и других сложных проектов.

Для повышения конкурентоспособности российской нефтедобычи необходимым условием становится создание благоприятных и эффективных налоговых условий, снижение себестоимости добычи и геологоразведки нефти с привлечением новых более экономичных технологий, а также поддержание добычи нефти и газа.

Дальнейшие возможности по поддержанию добычи нефти будут зависеть от способности компаний своевременно вводить в эксплуатацию новые месторождения в новых нефтегазоносных регионах (Восточная Сибирь, север Красноярского края, Каспийское море и т.п.) и внедрения современных технологий, направленных на повышение эффективности нефтегазодобычи.

Одним из месторождений новых регионов нефтегазодобычи является Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение. Несмотря на сравнительно высокий КИН, это месторождение обладает потенциалом дальнейшего увеличения эффективности добычи нефти.

Целью данной работы является анализ и оценка эффективности применения различных технологий и методов для увеличения эффективности добычи нефти.

1. Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах трех лицензионных участков: Ванкорского, Северо-Ванкорского и Восточно-Лодочного. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ и Восточно-Лодочный) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского муниципального района (Рисунок 1.1).

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс.т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 5462 от 15.11.2012 г.).

В районе расположения Ванкорского НГКМ развитая централизованная система энергоснабжения отсутствует. Ближайшая ВЛ 110 кВ ЕНЭС в районе Ванкорского НГКМ, расположена в 140 км на восток. Энергоснабжение объектов Ванкорского НГКМ осуществляется от собственного автономного энергоисточника.

В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на ЦПС предусмотрена ГТЭС, установленной электрической мощностью 206,4 МВт (располагаемой электрической мощностью 154,8 МВт), с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт. В составе ГТЭС предусмотрено

шесть рабочих и два резервных газотурбинных агрегата. Электроснабжение объектов Ванкорского НГКМ от ГТЭС предусмотрено по ВЛ 10 кВ, 35 кВ, на площадочных объектах-потребителях электроэнергии предусмотрены понижающие подстанции.

Основным источником теплоснабжения объектов Ванкорского НГКМ является ГТЭС, в составе которой предусмотрены котлы-утилизаторы (шесть рабочих и два резервных), единичной тепловой мощностью – 33,0 МВт. Также для отопления части объектов Ванкорского НГКМ предусмотрены газовые котельные.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

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

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км

восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

Ниже рассмотрены основные свиты, слагающие месторождение.

Меловая система (нижний мел - K1)

Нижнехетская свита (K1nch). 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 косой 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.

Толщина свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

Суходудинская свита (K1sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-

алевритовыми породами. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX. Толщина свиты в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Яковлевская свита (K1jak) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I, Як-III-VII. Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

Меловая система (нижний-верхний отделы - K1-2)

Долганская свита (K1-2dl) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Толщина свиты составляет 233-271 м.

1.3 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Ванкорское месторождение является многопластовым: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Из них залежь Дл-I-III - газовая, залежи в пластах яковлевской свиты (Як-I, Як-II, Як-III-VII) газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит соответственно, в низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами. Залежь северного купола - нефтегазовая (на балансе 2011 года фигурировала как газовая). Сложена алевропесчаниками и алевролитами. Залежь южного купола – газовая, пластовая, ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-II согласно данным ГИС нефтегазовая, пластовая, сводовая, продуктивна только в южной части месторождения, в северной части месторождения пласт Як-II, по данным бурения эксплуатационных скважин, глинизируется. В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая.

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (замещения) пласта в северо-восточной части месторождения, в районе скважины СВн-2.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора).

Сведения об основных геолого-геофизических характеристиках продуктивных пластов даны в Таблица 1.1.

Таблица 1.1 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-1030	-1650			-2400	-2670	-2750
Тип залежи	Пластовый, сводовый, литологически-экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый, литологически ограниченный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	терригенный, поровый						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м^2	208730	34620*	72466*	274966	17996	329455	290305
Средняя общая толщина пласта, м	44,5	12	6	94	36	54,9	72,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	12,2	3,8	2,6	9	-	-	14.5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	2,3	3,8	17,3	5,3	7,3	17,4
Абсолютная отметка ГНК/ГВК, м	-976	-1579,9/-1585	-1596,9	-1600; -1616	-	-	-2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	от -1581,6 до -1688,9	от -1607,9 до -1635,6	от -1632,1 до -1657,5	-2378,8	от -2646,0 до -2672,2	от -2748,2 до -2766,27
* Итоговая площадь нефте- и газоносных частей залежи							

1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Общая физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов приведена в Таблица 1.2.

Таблица 1.2 – Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Коэффициент пористости, доли ед.	0,28	0,27	0,27	0,27	0,2	0,20	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	0,44	0,54	0,61	0,60	0,49	0,54
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	476			528,5	167	30,17	175,31
Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, доли ед.	-	-		0,528	0,494	0,436	0,518
Коэффициент ост. водонасыщенности (вытеснение водой), доли ед.	-	-	-	0,224	0,344	0,311	0,275
Коэффициент ост. нефтенасыщенности (вытеснение водой), доли ед.	-	-	-	0,306	0,283	0,304	0,292
Коэффициент вытеснения нефти газом, доли ед.	-	-	-	0,425	0,348	0,323	0,359
Глинистость, %	-	-	-	15	-	21,3	17,4
Карбонатность, %	-	-	-	-	-	9,3	7,6

1.5 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата

Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти, газа, воды и конденсата Ванкорского месторождения представлена в Таблица 1.3

Таблица 1.4.

Таблица 1.3 – Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти Ванкорского месторождения

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	9,6	15,7	15,9	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	-	23,23	-	8,7	1	0,57	0,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	-	0,864	-	0,8511	0,776	0,724	0,712
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	-	0,912	0,902	0,902	0,867	0,823	0,845
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,12	1,12	1,12	1,377	1,422	1,458
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	15,7	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м^3/т	-	60,2	60,2	60,5	177,4	202,3	211,0
Сжимаемость, 1/МПа × 10^{-4}	-	9,13		9,13	12,3	14,21	16,79

Таблица 1.4 – Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей газа, воды и конденсата

Флюиды и их характеристики		Дл I-III	Як III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Газ	Содержание метана, %	91,1	93,7	83,9	82,8
	Плотность, кг/м^3	0,715	0,726	0,851	0,833
	Коэффициент сверхсжимаемости, Z	0,842	0,855	0,823	0,845
Вода	Минерализация, г/л	12,1	16,4	14,8	12,6
	Плотность в поверхностных условиях, кг/м^3	1007	1009	1008	1007
	Плотность в пластовых условиях, кг/м^3	1006	1003	991,5	987,5
	Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1,2	0,85	0,57	0,51
	Сжимаемость, 1/МПа × 10^{-4}	4,7	4,3	4,1	4,1
Кон-ден-сат	Плотность дегазированного конденсата, кг/м^3	-	-	-	719,4
	Молярная масса, г/моль	-	-	-	107,18
	Конденсатогазовый фактор, г/м^3	-	-	-	177,32

1.6 Запасы углеводородов

Запасы углеводородов Ванкорского месторождения, числящиеся на Государственном балансе, составляют:

- Нефти (геологические/извлекаемые):
- по категории ВС1 – 1 081 416/469 210 тыс.т;
- по категории С2 – 53 967/23 944тыс тыс.т.
- Растворенного газа: ВС1 – -/55 311 млн.м3; С2– -/2 115 млн.м3.
- Конденсата: ВС1 - 9 356/6 801 тыс.т.
- Газа газовой шапки: ВС1 - 65 296/- млн.м3, С2 - 4 758/- млн.м3.
- Свободного газа: ВС1 - 47 191/- млн.м3, С2 - 423/- млн.м3.

Данные по запасам нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ по категориям АВС1С2 на 01.01.2013 приведены в Таблица 1.5.

Таблица 1.5 – Запасы нефти, газа и конденсата, числящиеся на государственном балансе РФ по категориям АВС1С2 на 01.01.2013

Категория	Начальные запасы нефти, тыс.т				Начальные запасы конденсата, тыс.т				Начальные запасы газа (раст.+ свобод.+ ГШ), млн.м^3
	геологические	извлекаемые	КИН	КИН текущий	геологические	извлекаемые	КИК	КИК текущий	извлекае-мые
Дл I-III	-	-	-	-	-	-	-	-	47191
Як I	4070	1880	0,462	0	-	-	-	-	3043
Як II	9274	4284	0,462	0	-	-	-	-	4384
Як III-VII	649880	300245	0,462	0,053	-	-	-	-	32188
Сд-IX	7141	2307	0,323	0	-	-	-	-	410
Нх-I	134070	49742	0,371	0,024	-	-	-	-	10063
Нх-III-IV	330948	134696	0,407	0,040	9356	6801	0,727	0,041	77815
Итого по месторож-дению	1135383	493154	0,434	0,046	9356	6801	0,727	0,041	127480

2. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

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

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124 скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 - Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

Основные показатели состояния разработки месторождения приведены в Таблица 1.

Таблица 2.1 – Основные показатели состояния разработки месторождения

Показатели		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	Всего на 01.01.2013
Добыча нефти	Проект, тыс.т.	3388	13505	14529	17941	49363
	Факт, тыс.т.	3640	12700	14856	18311	49280
	Отклонение, %	+7,4	-6	+2,3	+2,1	-0,2
Добыча жидкости	Проект, тыс.т.	3606,8	14864,6	16573	21017,8	56062,2
	Факт, тыс.т.	3852,3	14127	17089	23886,6	58954,9
	Отклонение, %	+6,4	-5	+3,1	+13,6	+5,2
Закачано воды, тыс. $м^3$.		180	5404,2	14889	23428	44359,8
Обводненность, %		5,5	10,1	15,7	23,3	24,3
Текущая компенсация, %		3	20	36	45,2	34
Действующий фонд добывающих скважин, ед.		72	128	177	237	237
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут.		403,9	356,2	288	259,1	259,1
Среднесуточный дебит по жидкости, т/сут.		414,0	396,2	332	342,4	342,4
Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.		3	28	46	69	69
Средняя приемистость нагнетательной скважины, $м^3$/сут		524,8	1105,6	1140	1125,6	1125,6
Добыто фонтаном, тыс.т.		1277	6069	4829	4961	15038
Добыто с ЭЦН, тыс.т.		2363	6631	10027	13113	34242

Динамика основных показателей разработки по месторождению в целом представлена на Рисунок 2.1.

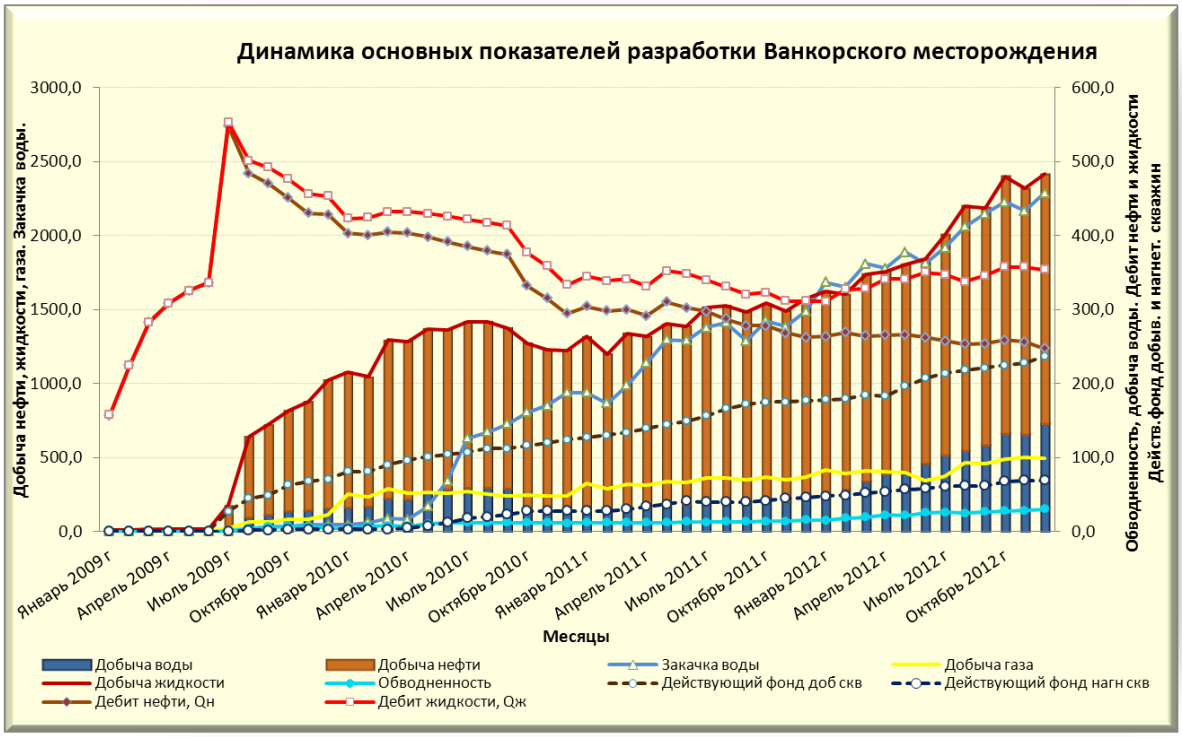

Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения

На Ванкорском месторождении по состоянию на 01.01.13 г. ведётся добыча нефти на трёх объектах разработки: Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I. Основным (95 %) способом эксплуатации скважин пласта Як-III-VII и Нх-I является ЭЦН, тогда как большинство (69%) скважин пласта Нх-III-IV эксплуатируются фонтанным способом.

Исходя из объектов разработки (Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I), типа скважин (наклонно-направленных и горизонтальных) и их способа эксплуатации (ФОН и ЭЦН), весь фонд добывающих скважин был поделён на 10 групп, однако по причине малочисленности механизированных наклонно-направленных скважин пласта Як 3-7 количество рассматриваемых групп сократилось до 9. Анализ динамики забойного давления проводился помесячно

с усреднением значений последних по скважинам каждой группы. Усреднённым значениям забойного давления были также сопоставлены усреднённые показатели разработки, такие как среднесуточный дебит, обводнённость и газовый фактор. Анализ проводился на основе сравнения фактических и проектных показателей с учетом расположения групп скважин в залежах и другой технологической информации.

На Рисунок 2.2Рисунок 2.44 отображены показатели состояния разработки добывающих горизонтальных и наклонно-направленных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН, а также скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации.

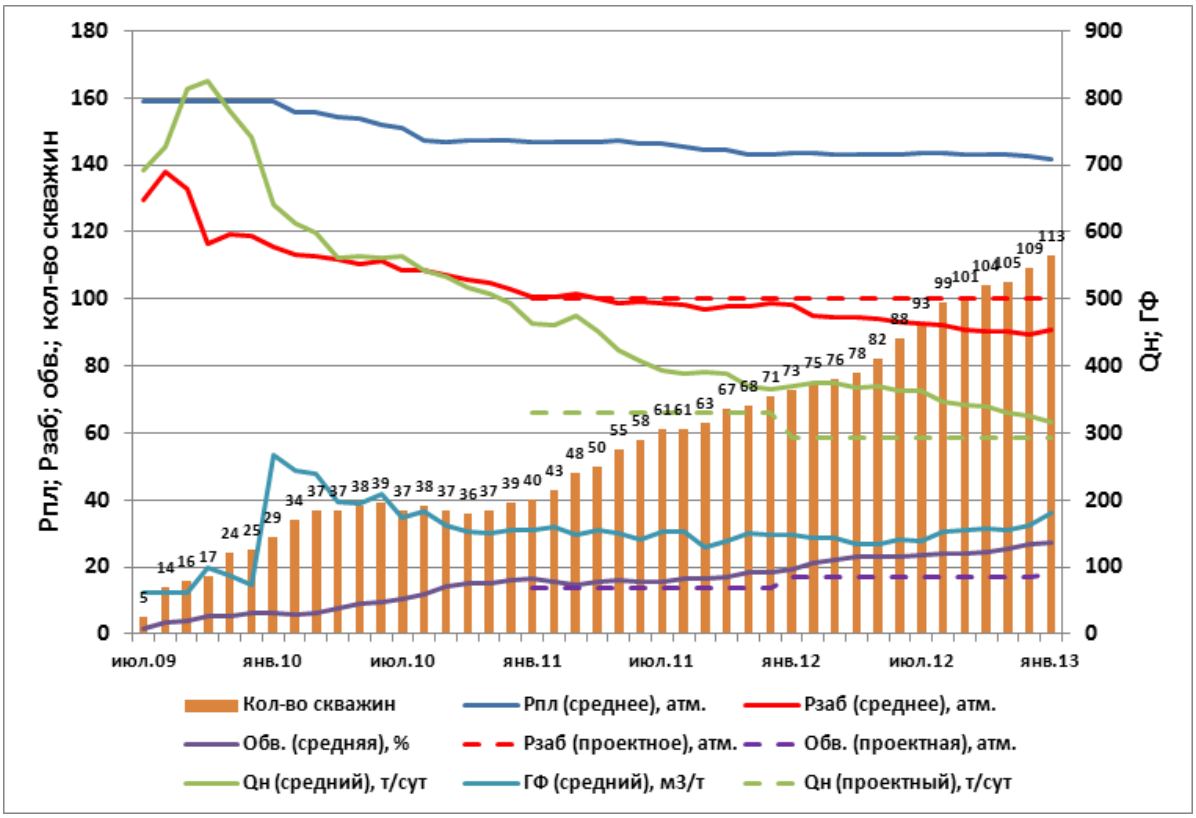

Рисунок 2.2 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН

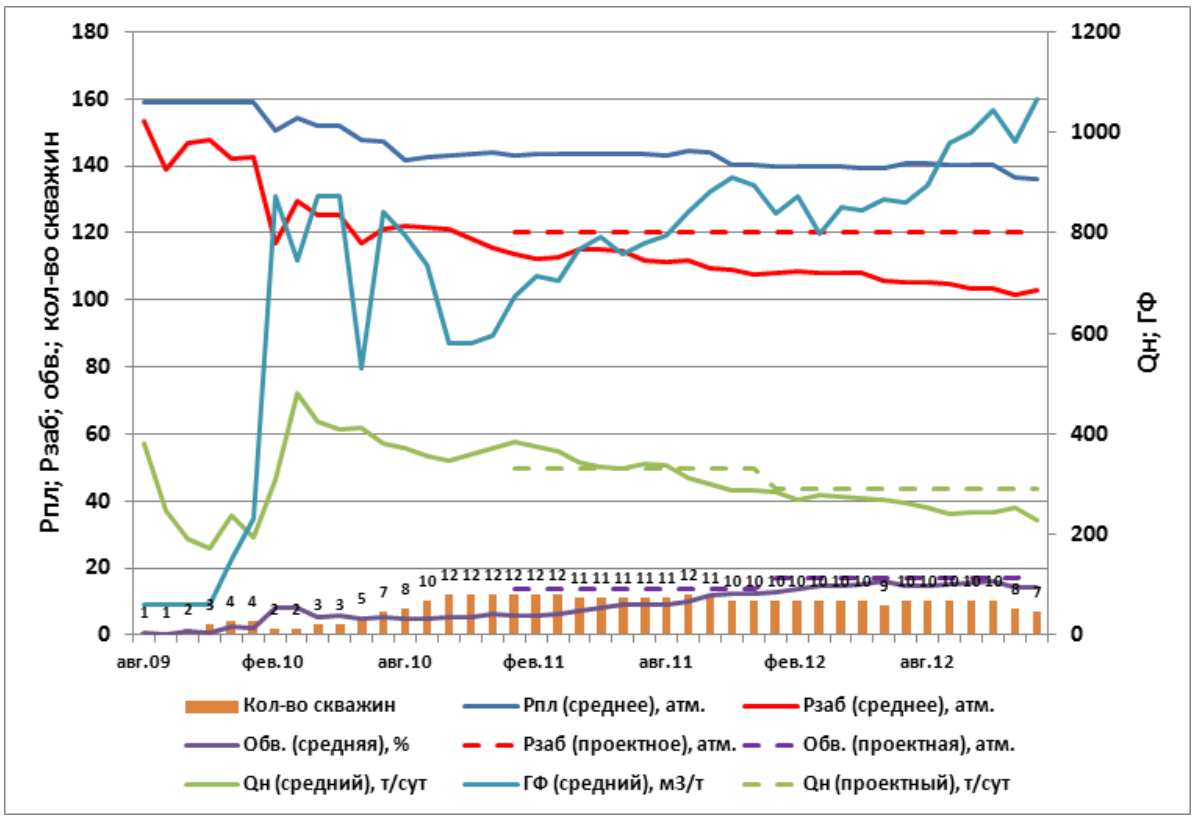

Рисунок 2.3 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, работающих на фонтане

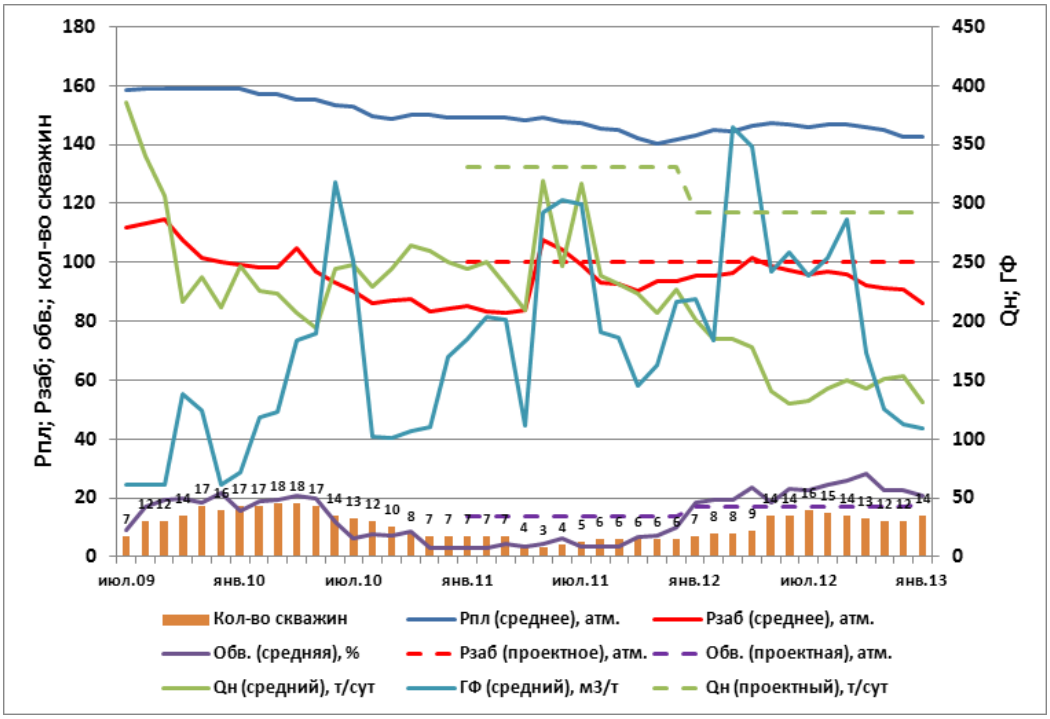

Рисунок 2.4 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Як-III-VII, находящихся в отработке на нефть и оборудованных установками ЭЦН

На Рисунок 2.5Рисунок 2.72.7 отображены показатели эксплуатации добывающих горизонтальных и наклонно-направленных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН, а также скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации.

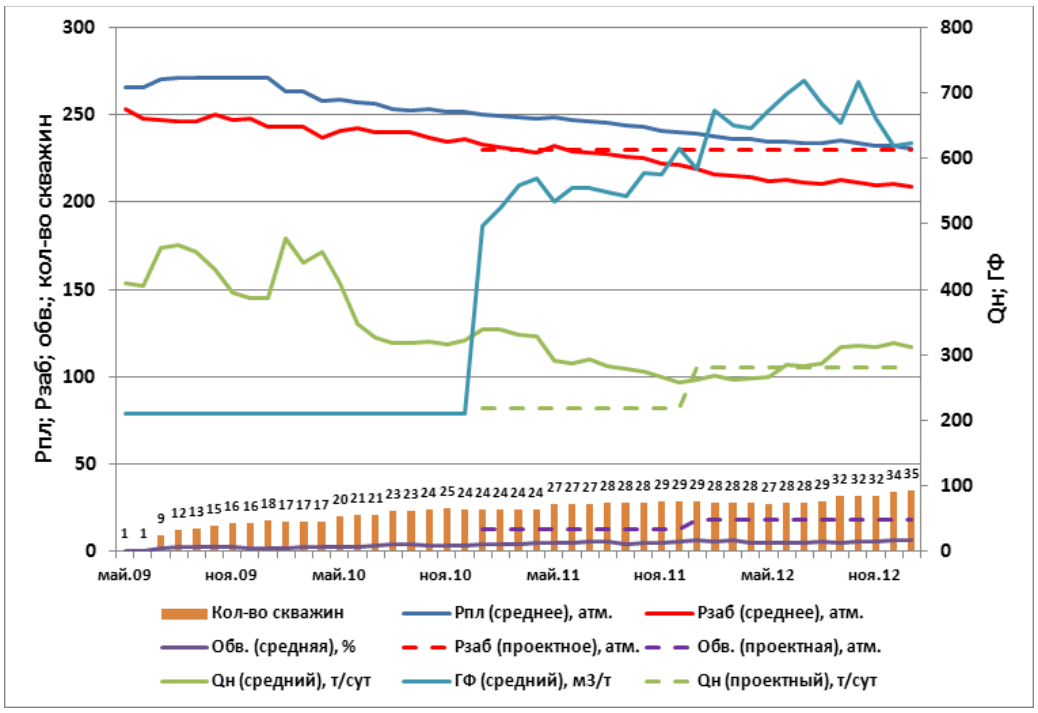

Рисунок 2.5 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, работающих на фонтане

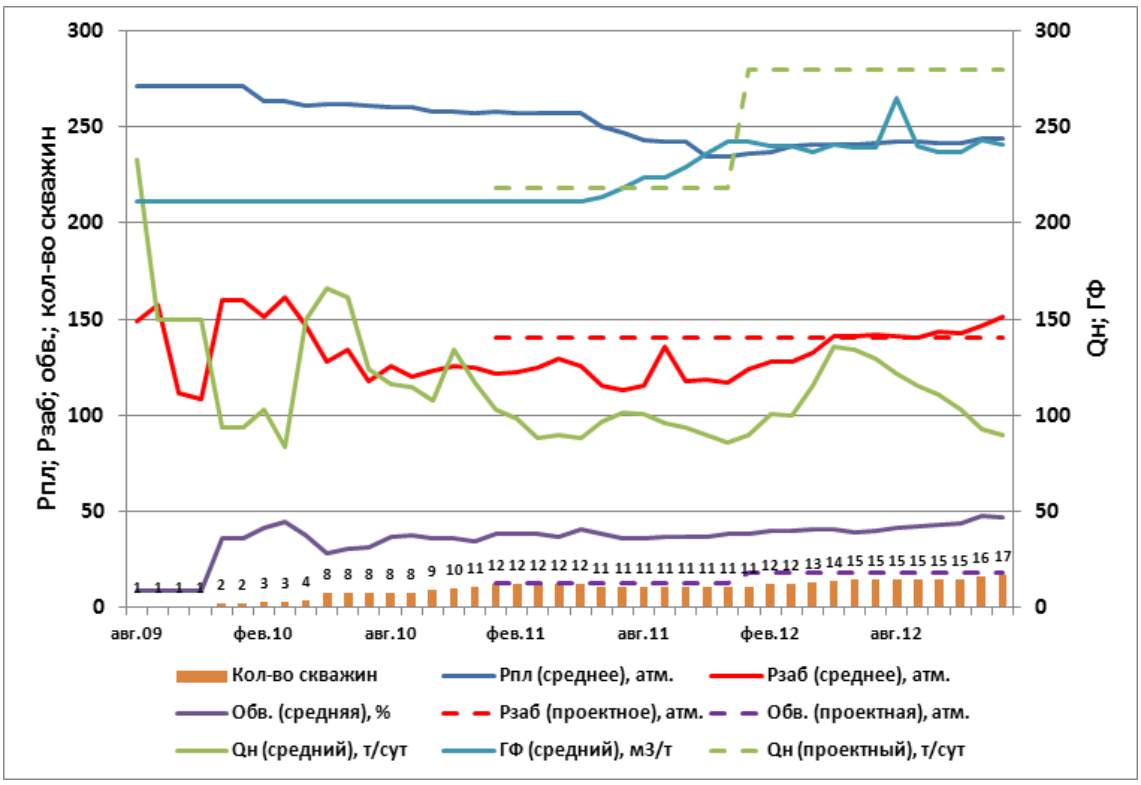

Рисунок 2.6 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН

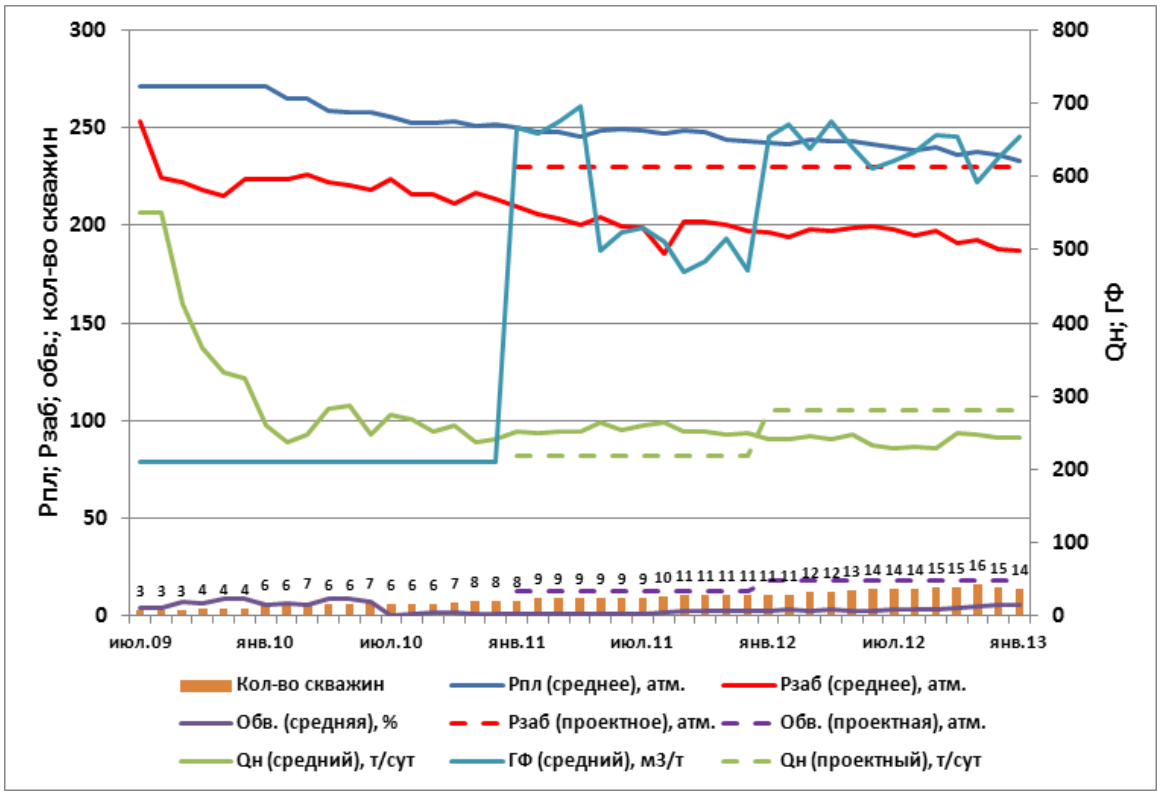

Рисунок 2.7 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Нх-III-IV, находящихся в отработке на нефть и работающих на фонтане

На Рисунок 2.8 Рисунок отображены показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, оборудованных установками ЭЦН и работающих фонтаном.

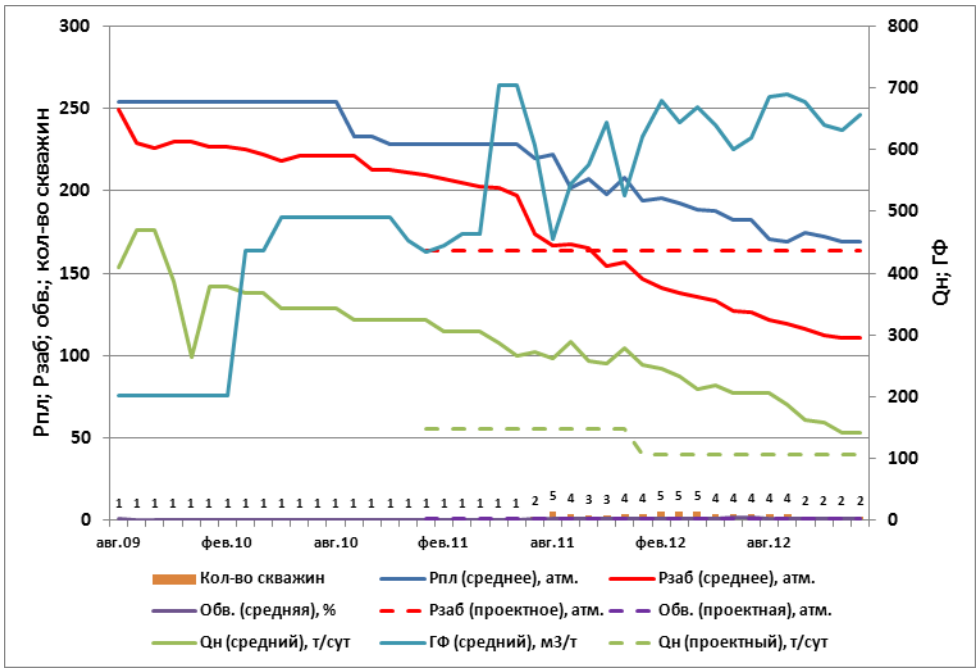

Рисунок 2.8 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, работающих на фонтане

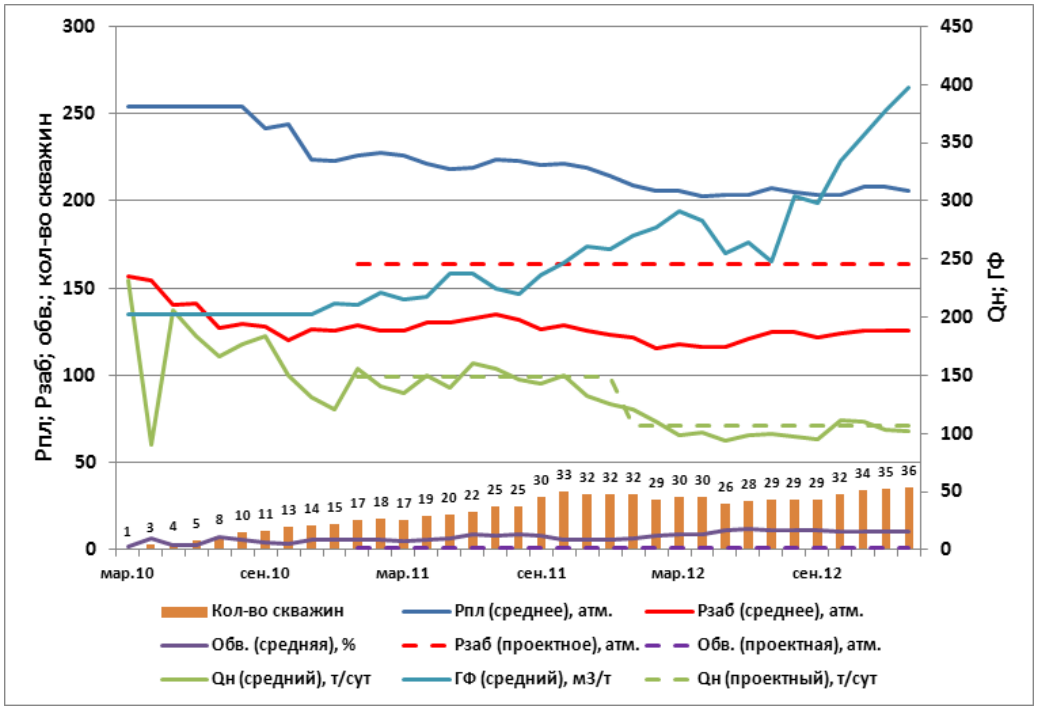

Рисунок 2.9 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, оборудованных установками ЭЦН

Анализ показателей состояния разработки добывающих скважин Ванкорского месторождения приведен в 2.2.

Таблица 2.2 – Анализ показателей состояния разработки добывающих скважин Ванкорского месторождения

Пла-сты	Груп-пы	Забойное давление	Пластовое давление	Обводнен-ность	Дебит нефти
Як III-VII	Гори-зон-таль-ные с ЭЦН	В 2011 году соответствовало проектному в течение всего года, с начала 2012 года наметилось его интенсивное снижение, из-за интенсификации притока на ряде скважин	Снижение довольно незначительно благодаря активности подошвенных вод и наличию сформированной системы ППД в южной и центральной частях залежи	Неконтролируемый рост с планируемых 17,1% до 27% за счет интенсивного конусо-образования в горизонтальных стволах большой протяженности (1000 м) по причине увеличения депрессии	Тенденция снижения до проектного уровня к концу 2012 года несмотря на ввод новых скважин из бурения из-за низкой проектной плотности сетки скважин
	Гори-зон-таль-ные на фон-тане	Ниже проектного из-за уменьшения гидростатического давления в НКТ за счёт добычи газа	Незначительное снижение	Соответствует проектному	Соответствует проектному
	Наклон но-направ ленные с ЭЦН	Снижение ниже проектного из-за интенсификации добычи	Незначительное снижение	Высокая стар-товая обвод-нен-ность но-вых скважин	Резкое снижение после ввода но-вых скважин из-за их высокой стартовой об-воднённости (сложное геоло-гическое строе-ние северной части залежи)
Нх III-IV	Гори-зон-таль-ные на фон-тане	Гораздо ниже про-ектного (резкое снижение пласто-вого давления с се-редины 2011 года и необходимость поддержания за-данных уровней добычи сохране-нием рабочей де-пресии)	Приконтурная система заводнения, облада-ющая невысокой эффективностью . Закачка газа в газовую шапку ещё не началась (неготовность объектов обу-стройства)	Низкая	Большая часть добывается скважинами, вскрывшими су-перколлектор, низкопродук-тивные толщины пласта Нх-3 практически не вырабатываются

Продолжение 2.2

Пласты	Группы	Забойное давление	Пластовое давление	Обводненность	Дебит нефти
Нх III-IV	Горизонтальные с ЭЦН	Соответствует проектному	Незначительное снижение (скважины расположены в краевой части западного борта залежи, где активно ППД)	Высокая (активность ППД)	Низкий (высокая обводненность)
	Наклонно-направленные на фонтане	Много меньше проектного (необходимость поддержания заданных уровней добычи и резкое снижение пластового давления)	Резкое снижение (неготовность системы ППД и высокий газовый фактор)	Низкая (хотя расположены на внутреннем контуре ВНК в южной и центральной частях залежи)	Соответствует проектному
Нх I	Горизонтальные на фонтане	Много ниже проектного (дало возможность отсутствие газовой шапки)	Интенсивное снижение (несформированная система ППД в южной части залежи)	Соответствует проектному (очень низкая)	Высокий (несмотря на низкие ФЕС)
	Горизонтальные с ЭЦН	Много ниже проектного (дало возможность отсутствие газовой шапки)	Интенсивное снижение (несформированная система ППД в южной части залежи)	Выше проектной	Соответствует проектному

Суммируя всё вышесказанное, можно сделать вывод, что разработка Ванкорского месторождения характеризуется значительными осложнениями. Несмотря на то, что в целом фактические темпы добычи превышают проектные, текущий потенциал месторождения практически исчерпан ввиду сверхпланового роста обводнения пласта Як -III-VII, сложного геологического строения его северной части, а также интенсивного снижения пластового давления на нижнехетских пластах. Анализ текущего состояния разработки показал, что любое его отклонение от проектной величины объясняется геологическими особенностями объектов разработки, а именно их строением и фильтрационно-емкостными свойствами, которые уточнялись в процессе получения эксплуатационных данных по месторождению, а также проведения гидродинамических исследований скважин.

2.2 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124 скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 - Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

По состоянию на 01.01.2013 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1190,1 млн.м3. газа, при проектной - 1207 млн.м3. Действующий фонд добывающих скважин - 10 ед. (по проекту 11).

По состоянию на 01.01.2013 г. отбор от НИЗ из газонефтяного объекта Як-III-VII составил 3,4% (по проекту 3,6%). Пробуренный фонд скважин 124 ед. соответствует проектному (122 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин выше проектной и составила 40% (проект 17%). Средний дебит нефти и жидкости равен 324,4 и 454,9 т/сут (проектный 291,9 / 351,9 т/сут).

По состоянию на 01.01.2013г. отбор от НИЗ из нефтяного объекта Нх-I составил 1,5% (по проекту 2,9%). Пробуренный фонд скважин 17 ед. соответствует проектному (17 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 8,3% (проект 1,3%). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 114 и 123,5 т/сут (проектные 107,5 / 108,9 т/сут).

По состоянию на 01.01.2013 г. отбор от НИЗ из нефтегазоконденсатного объекта Нх-III-IV составил 2,8% (по проекту 3,8%). Пробуренный фонд скважин 82 ед. соответствует проектному (82 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин близка к проектной и составила 17% (проект 18%). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 229,4 и 267,9 т/сут (проектные 280,4 / 342,4т/сут).

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г. представлена в

Таблица 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Пласты					
		Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	Итого
Фонд добывающих скважин	Пробурено	133	59	30	0	0	222
	Переведены из	9	23	11	0	0	43
	Всего	142	82	41	0	0	265
	В том числе:						
	Действующие,	132	70	38	0	0	240
	из них	9	54	3	0	0	66
	ЭЦН	123	16	35	0	0	174
	ШГН	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	10	3	3	0	0	16
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	9	0	0	0	9
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	53	55	29	0	0	137
	Всего	53	55	29	0	0	137
	В том числе:						
	Под закачкой	34	18	17	0	0	69
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	4	3	1	0	0	8
	В консервации	0	1	0	0	0	1
		6	10	0	0	0	16
	В отработке на	9	23	11	0	0	43
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	22
	Всего	0	0	0	22	0	22
	В том числе:						
	Действующие	0	0	0	10	0	10
	Бездействующие	0	0	0	1	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	10	0	10
	В консервации	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	1	0	1
Фонд специальных скважин (водозаборные)	Пробурено	0	0	0	55	21	76

Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности на 01.01.2013 год представлено в Таблица 2.4 Таблица 2.66.

Таблица 2.4 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год.

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<300	307, 310, 343, 350, 362, 396, 461, 508, 513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554, 568, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599, 600, 615, 616, 620, 622, 625, 631, 633, 634, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736, 509В	300,321,331,346,351,371,452,453,456,463,491,528,561,923	318, 322, 458, 462, 467, 492, 506, 535, 536, 551, 640	319, 328, 329, 332, 335, 377, 447, 449, 542, 552, 564, 577, 641
300-500	314, 330, 349, 364, 365, 366, 555, 569, 601, 614, 626, 628, 629, 632, 635, 942	304, 316, 320, 336, 345, 360, 361, 638	305, 315, 451	-
500-700	317, 334, 392, 394, 623, 911	301, 376, 381, 383, 387, 621, 373БИС	333	-
>700	344, 372, 382, 393, 617	308, 309, 375, 386	-	-

Таблица 2.5 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-I Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	700, 702, 704, 706, 707, 709, 714, 718, 728, 734, 752, 816, 817, 820, 824, 833, 852	703, 723	724, 735	729
100 - 200	120, 708, 711, 712, 716, 722, 749, 800, 825, 836	701	-	-
200-300	710, 726, 819	-	-	-
>300	705	-	-	-

Таблица 2.6 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	106, 108, 110, 112, 116, 149, 154, 155, 159, 161, 224, 227, 122БИС, 9Р	100, 101, 105, 128, 137, 188, 197, 206	144, 146, 151, 184	118, 190, 198, 217
200-400	103, 107, 114, 115, 119, 124, 125, 129, 130, 133, 138, 139, 141, 142, 145, 148, 152, 156, 164, 165, 169, 175, 183, 186, 208, 225, 226, 228	117, 134	-	-
400-600	121, 157, 166, 172, 247, 162В, 162СВ	-	-	-
>600	168, 170	-	-	-

3. Методы увеличения нефтеотдачи Ванкорского месторождения.

Ванкорское месторождение находится на третьей стадии разработки, которая характеризуются значительной выработкой запасов высокопродуктивных залежей и высокой обводненностью. В течение длительного времени эксплуатации скважин происходит ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта, вследствие попадания в пласт солевого раствора при глушении скважин, отложения асфальто-, смолисто-, парафиновых веществ и т.д.

Кроме того, к трудноизвлекаемым запасам с высокой долей запасов нефти относятся низкопроницаемые коллекторы, залежи с водонефтяными зонами. Эксплуатация скважин, расположенных в этих зонах, осложняется низкими дебитами и приемистостью скважин, высокой обводненностью и высоким газовым фактором.

В связи с этим повышение эффективности разработки месторождений, а в конечном итоге, и достижение проектных уровней добычи нефти, приобретает большое значение, ввиду чего проводится большой объем работ по повышению нефтеотдачи и увеличению производительности скважин.

В данной дипломной работе рассмотрены следующие мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и производительности отдельных скважин, которые могу оказать эффект на повышение эффективности разработки месторождения и увеличить выработку запасов:

- классические методы увеличение нефтеотдачи;
- различные обработки призабойных зон;
- интенсификация притока к скважинам.

3.1 Методы увеличения нефтеотдачи

В настоящее время выделяют несколько групп методов повышения нефтеотдачи пласта [1,2]:

- гидродинамические методы;
- физико-химические методы;
- газовые методы воздействия;
- тепловые;
- микробиологические и другие методы.

Гидродинамические методы.

К ним относятся:

- нестационарное заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное и очаговое заводнение.

К первой группе относятся методы, которые осуществляются через изменение режимов эксплуатации скважин и, как следствие, через изменение режимов работы пласта. Эти методы объединяются общим понятием «нестационарное заводнение» и включают в себя:

- циклическоезаводнение (рисунок 3.1);
- изменение направления фильтрационных потоков [3,4].

Они сравнительно просты в реализации, не требуют больших экономических затрат и получили широкое развитие. Методы основаны на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и

возобновления закачки воды и отбора, за счет чего более полно используются каппилярные и гидродинамические силы. Это способствует внедрению воды в зоны пласта ранее не охваченные воздействием.

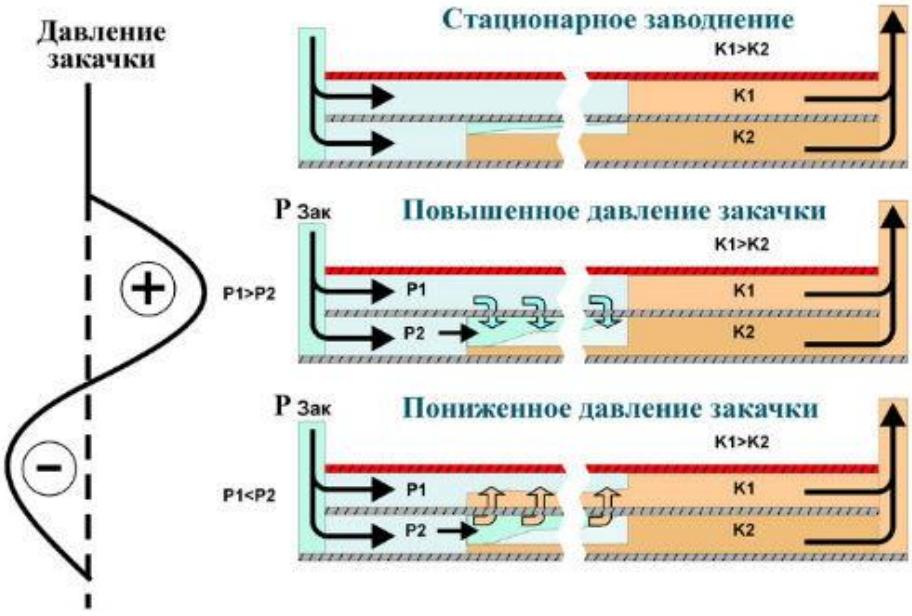

Рисунок 3.1 – Циклическое заводнение

Форсированный отбор жидкости применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также происходит отрыв пленочной нефти с поверхности породы. Форсированный отбор - наиболее освоенный метод повышения нефтеотдачи. Приступать к нему следует постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30-50%, а затем в 2-4 раза. Для осуществления форсированного отбора необходимы насосы высокой подачи или использование газлифта.

Нестационарное (циклическое) заводнение. Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью

(заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения. В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых насыщенных слоях, зонах, участках. Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, то есть при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости, возникают положительные перепады давления: в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных – ниже.При снижении давления в пласте, то есть при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления: в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных – ниже. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте.

Барьерное заводнение (Рисунок 3.2) [5]. Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

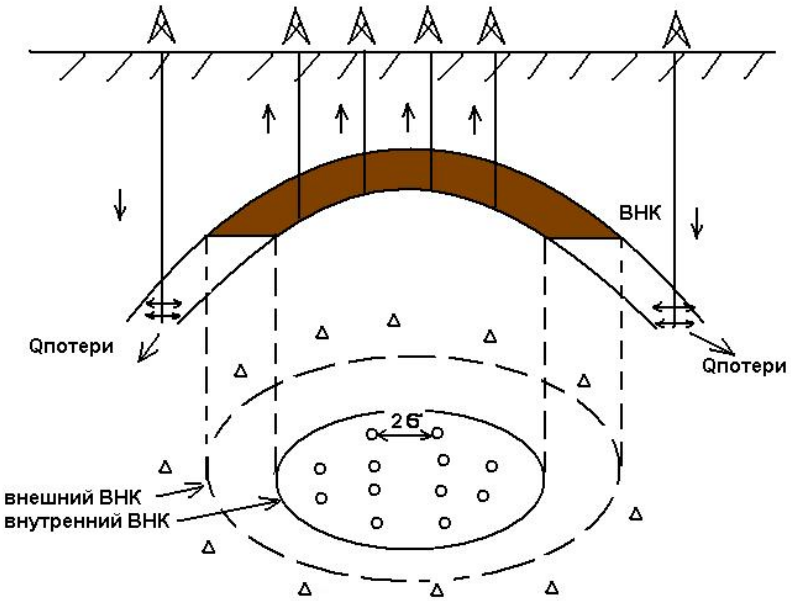

Рисунок 3.2 - Барьерное заводнение

Очаговое заводнение – это дополнение к уже осуществленной системе законтурного или внутриконтурного заводнения. При этом группы нагнетательных скважин размещаются на участках пласта, отстающих по интенсивности использования запасов нефти.

Физико-химические методы.

Использование физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов – одно из наиболее перспективных направлений в процессах разработки нефтяных месторождений.

Ведущее место в физико-химических методах воздействия на пласт занимает полимерное заводнение. Получение композиций полимеров в сочетании с различными реагентами существенно расширяет диапазон применения полимеров. Основное назначение полимеров в процессах увеличения нефтеотдачи пластов - выравнивание неоднородности продуктивных пластов и повышение охвата при заводнении [6].

Существуют следующие технологии с использованием полимеров:

- полимерноезаводнение (закачка оторочки) на неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкой нефтью, находящихся в начальной стадии разработки;

- комплексное воздействие на продуктивные пласты полимерными гелеообразующими системами в сочетании с интенсифицирующими реагентами (ПАВы, щелочи, кислота); применяется на поздней стадии разработки;

- воздействие на пласт вязкоупругими составами (ВУС) для выравнивания профиля приемистости и интенсификации добычи нефти. Особенно эффективен метод ВУС для пластов, характеризующихся резкой неоднородностью и слабой гидродинамической связью. Данный метод выравнивает проницаемость и тем самым позволяет повысить охват пласта полимерным воздействием и снизить темпы обводнения добываемой нефти;

-циклическое полимерное заводнение с использованием раствора сшитого полиакриламида, содержащего неионогенное ПАВ;

-циклическое воздействие на продуктивный пласт полимерсодержащими поверхностно-активными системами;

-щелочно-полимерное заводнение.

Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, то есть породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

Вытеснение нефти щелочными растворами. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Газовые методы воздействия

Газовые методы воздействия широко применяются в мире и практически не используются в России. На успешность применения газовых методов в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта.

Нагнетание двуокиси углерода. Механизм вытеснения нефти CO2 имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Из-за значительного содержания в нефти Ванкорского месторождения асфальто-смолистых веществ и отсутствия источников CO2 применение данного метода не рекомендуется.

Нагнетание углеводородного газа. Технология закачки углеводородного газа предназначена для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями. Отмечая в пластах Як-III-VII повышенную вязкость нефти, содержание асфальто-смолистых веществ и невысокую пластовую температуру, можно предположить, согласно, что минимальное давление смешиваемости сухого углеводородного газа и нефти залежи Як-III-VII составит около 30 МПа. Значит, вытеснение нефти углеводородным газом в пластах Як-III-VII будет несмешивающееся, так как среднее давление на забое нагнетательных скважин будет меньше минимального давления смешиваемости. Такой процесс вытеснения будет характеризоваться значительно меньшей эффективностью, чем смешивающееся вытеснение. Учитывая несмешивающееся вытеснение нефти углеводородным газом и повышенную вязкость нефти, способствующую быстрым прорывам газа к забоям добывающих скважин, данный метод воздействия не рекомендуется применять в условиях залежи Як-III-VII. Надо заметить, что вытеснение нефти углеводородным газом в пластах нижнехетской свиты будет смешивающееся либо частично смешивающееся,

так как для такой глубины давление нагнетания будет больше минимального давления смешиваемости, определенного лабораторными исследованиями (25,5 МПа). Такой процесс вытеснения будет характеризоваться высокой эффективностью.

Метод водогазового воздействия (ВГВ) [7,8]. Как показали теоретические исследования и промысловая практика, совместная закачка газа и воды повышает общую эффективность вытеснения нефти по сравнению с отдельным применением только заводнения или закачки газа. Нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7-15 % по сравнению с обычным заводнением. Поскольку Ванкорское месторождение обладает значительными ресурсами газа, то рассматривается использование метода водогазового воздействия. Для геолого-физических характеристик продуктивных пластов Ванкорского месторождения по всем критериям применимости соответствует водогазовое воздействие. Учитывая преимущества и недостатки технологий ВГВ, для продуктивных пластов Ванкорского месторождения рекомендуется водогазовое воздействие с помощью насосно-эжекторной технологии (горизонтальное вытеснение) и/или через барьерные скважины по технологии ВНИИнефть либо с применением пенообразующих нефтеводорастворимых агентов, либо без ПНВРА (вертикальное вытеснение). Реализация данного воздействия на Ванкорском месторождении не ограничивается техническими причинами: соответствие конструкции скважин требованиям технологий; реализация этого метода не требует использования компрессорных станций, газораспределительных устройств.

Тепловые методы воздействия.

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на

искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне. Паротепловое воздействие на пласт. Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа [9].

Низкая вязкость пластовой нефти, большие для данного метода глубины залегания залежей исключают целесообразность применения тепловых методов воздействия на Ванкорском месторождении.

Микробиологическое воздействие.

Технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;

- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия. К сожалению большие для данного метода глубины залегания залежей и пластовые давления исключают целесообразность применения микробиологических методов воздействия на Ванкорском месторождении.

3.2 Обработки призабойной зоны скважины

В большинстве случаев низкие дебиты ГС на месторождениях России и мира, в том числе в Западной Сибири, обусловлены кольматацией ПЗС в интервале входа горизонтального ствола в пласт по причине более длительного воздействия его в процессе бурения. Также при заканчивании скважины оставшиеся частицы фильтрационной корки бурового раствора, породы, разрыхленной при спуске хвостовика, оседают на нижней стороне ствола скважины, или закупоривают отверстия хвостовика. Это приводит к снижению эффективной площади вскрытого пласта, обеспечивающей приток, либо уменьшению эффективной площади притока перфорированного хвостовика. В этой связи скин-фактор трудно выразить количественно, так как нельзя достоверно определить эффективные участки нефтенасыщенной мощности, вскрытой горизонтальным стволом, равно как оценить кольматацию пласта. Кроме того, из-за высокого содержания глин и мелкодисперсных частиц в

породе и двухфазного притока в призабойной зоне риск повреждения пласта, вызываемого движением мелких частиц, очень высок. Эта проблема может стать очень серьезной при малой мощности продуктивного интервала, в который пробурен горизонтальный ствол. Зенитный угол, диаметр труб, свойства жидкости, межфазное трение, изменения характера потока, массы переносимых фаз играют решающую роль при определении фазовых скоростей, увеличивая или замедляя их.

Для устранения отрицательного влияния этих факторов и улучшения состояния ПЗС были рассмотрены следующие методы:

Волновое воздействие

В последние годы на нефтяных промыслах для повышения производительности нефтяных скважин все чаще применяют волновые методы воздействия. Сейсмоакустические волны в пласте возбуждают ультразвуковые колебания - деформации в волне реализуются лишь при относительных смещениях бортов микротрещин или зерен коллектора, которые - по законам сухого трения - излучают ультразвук. Оказалось также, что ультразвук интенсифицирует выделение газа из пластовой нефти, повышая, в частности, давление насыщения нефти. В обводненном пласте выделившиеся микропузырьки газа концентрируются на поверхностях раздела воды с каплями нефти, увеличивают их подвижность в водном потоке. В «свежем» пласте, насыщенном нефтью, пузырьки предпочтительнее прилипают к твердым стенкам пор, что приводит к кратковременному увеличению дебита скважин. Однако последующий рост пузырьков и их объединение снижают фазовую проницаемость нефти, а также разгазирование может вызвать снижение подвижности нефти за счет повышения вязкости. Поэтому на данном этапе разработки применение волновых методов воздействия на Ванкорском месторождении не рекомендуется.

Кислотные обработки

Проведение кислотных обработок рекомендуется на скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения; на скважинах, снизивших продуктивность по причине ухудшения притока жидкости в ходе эксплуатации из-за уменьшения проницаемости ПЗС в результате миграции глинистых частиц, обломочного материала породы и продуктов коррозии; на скважинах, снизивших продуктивность в результате отложения солей; на скважинах, выводимых из бездействия; на скважинах, переводимых из добывающего фонда в нагнетательный [10,11,12].

«РН-УфаНИПИнефть» в 2010 году осуществлял выбор технологий и составов реагентов для восстановления продуктивности объектов разработки на Ванкорском месторождении. Ввиду того, что ни один из кислотных составов, рассмотренных «РН-УфаНИПИнефть», не прошел успешно все лабораторные исследования, то для обоснования применения кислотных составов необходимы дополнительные лабораторные исследования других кислотных составов с различными ингибиторами, стабилизаторами, интенсификаторами для определения их совместимости с нефтью и пластовой водой, количественных характеристик скорости реакции кислоты и горной породы продуктивных пластов (на дезинтергированных образцах) в условиях пластовых температур, проведение физического моделирования применения технологий ОПЗ с учетом геолого-технических условий скважин Ванкорского месторождения. На основе данных результатов можно только сделать вывод о хорошей совместимости нефти залежи Як-III-VII с кислотными составами комплексного действия КСПЭО-3 марки ТБ и КСПЭО-4 марки ДБ ЗАО «Полиэкс» и рекомендовать дальнейшие исследования, указанные выше.

Учитывая высокую карбонатность залежей Нх-I и Нх-III-IV (9,3% и 7,6% соответственно) и возможность образования карбоната кальция и барита в ПЗС и отложения продуктов коррозии, рекомендуются ОПЗ кислотными составами

на основе соляной, серной, сульфаминовой кислот скважин всех трех рассматриваемых залежей Ванкорского месторождения для растворения карбонатного материала пластов, образовавших солей, продуктов коррозии, кольматантов

Для обработок призабойных зон нагнетательных скважин также рекомендуются составы на основе серной кислотой. При этом в одном процессе реализуются различные факторы, благоприятно влияющие на условия работы нагнетательных скважин и разработку нефтяных залежей.

Учитывая то, что залежи Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV Ванкорского месторождения являются терригенными коллекторами, рекомендуются ОПЗ кислотными составами на основе глиняной и фосфорной кислот. Основным условием применения глинокислоты является отсутствие или минимальное (менее 0,5%) содержание в составе пород карбонатов. Кроме того, при обработках нагнетательных скважин, при наличии на забое и в приствольной части пласта отложений привнесенных продуктов коррозии и взвешенных веществ, растворимых хотя бы частично в соляной кислоте, перед обработкой глинокислотой желательно провести очистную обработку соляной кислотой. Поэтому на Ванкорском месторождении рекомендуется двухрастворная кислотная обработка.

Рекомендуется следующий средний оптимальный состав рабочего глинокислотного раствора для Ванкорского месторождения: HCL - 8,0-10%, HF - 3,0-4,0%. Для песчаников Ванкора с большим содержанием глин и других алюмосиликатов в качестве верхнего предела можно принять содержание HCL за 12,0%, содержание HF за 5,0%. Концентрация соляной кислоты, предназначенной для растворения привнесенных загрязняющих материалов и для выщелачивания карбонатов из ПЗС, может быть выше, чем в глинокислоте. В качестве стабилизатора, ингибитора, интенсификатора для глинокислоты можно использовать реагенты, рекомендованные для соляной кислоты. Дополнительно в качестве замедлителя реакции глинокислоты с терригенной

породой и стабилизатора образования осадков можно использовать СНО-ИТПС-707-Б. При обработке глинокислоту лучше приготовлять путем растворения в солянокислотном растворе технического бифторид-фторид аммония (NH4FHF).

Следующие технологических схемы кислотных обработок рекомендуются на Ванкорском месторождении: кислотные ванны, обычные КО, направленные КО, пенокислотные обработки, поинтервальные КО.

3.3 Методы интенсификации притока к скважинам

Гидравлический разрыв пласта

ГРП в горизонтальных скважинах является достаточно эффективной технологией интенсификации добычи нефти. Существующие технологии ГРП в ГС позволяют производить стимуляцию одного или нескольких интервалов горизонтальной скважины. Наиболее простой технологией, доступной большинству подрядчиков ГРП, является так называемый «слепой» ГРП.

Выбор кандидатов на проведение ГРП в ГС определяется общими требованиями ГРП, а также требованиями выбранной технологии. Ориентация ствола по отношению к направлению горизонтального минимального напряжения определяет возможность создания системы множественных трещин.

Опираясь на опыт ведущих мировых компаний, которые в настоящее время отходят от технологии неуправляемого ГРП, для Ванкорского месторождения рекомендуется:

- опробовать технологию направленного поинтервального ГРП;
- применять схемы заканчивания скважин с использованием хвостовиков с заколонными пакерами и муфтами с последующей обработкой выделенных интервалов, что максимально увеличивает продуктивный период

эксплуатации скважины, позволяя селективно изолировать нежелательные интервалы.

Технология «струйного» ГРП была опробована на месторождениях компании ОАО «Сургутнефтегаз». Данная технология состоит в предварительной гидропескоструйной резке колонны, последующем образовании серии каверн в заколонном пространстве, повышении в них давления и инициации разрыва пласта. Невысокая успешность проведенных операций связана с техническими проблемами.

Например, на Лянторском месторождении - месторождение-аналог Ванкорского - было проведено 11 операций «струйного» ГРП в ГС пласта АС9, их успешность составила 65 %, кратность прироста дебита - 2,9, а потенциальная дополнительная добыча равна 7 тыс.т.

Безусловно, в технологии «струйного» ГРП гораздо больше преимуществ, перед «слепым» ГРП, таких как проведение ГРП в заданном интервале, теоретическая возможность создания трещины в наиболее благоприятном направлении. Однако следует отметить невысокую информативность процесса проведения ГПП, так и в последующем проведении ГРП.

Технология направленного поинтервального ГРП была опробована на Тарасовском месторождении ООО «РН-Пурнефтегаз». Данная технология обеспечивает контроль над процессом гидроразрыва пласта путем изменения концентрации проппанта, остановки возрастания трещин и повторного открытия трещин. Контроль начала образования и увеличения трещин может обеспечить повторное вхождение в открытые горизонтальные стволы с помощью ГНКТ и точное образование трещин в неработающих или слабодренируемых зонах.

При проведении ГРП на Тарасовском месторождении происходила эрозия насадок при создании трещины в первом же интервале, что затрудняло процесс создания трещин расчетного дизайна, однако результаты свидетельствую о

росте продуктивности скважины и стабильной работе в течение года с последующим продолжением эффекта.

Схемы заканчивания скважин с использованием хвостовиков с заколонными пакерами и муфтами обеспечивают выполнение многостадийных операций ГРП в необсаженном стволе одной скважинооперацией. Механическая изоляция интервалов в комбинации с системами жидкостей разрыва обеспечивает в ходе операции ГРП точное размещение пачек проппанта. Кроме того, не требуется проводить внутрискважинные работы после окончания работ по интенсификации. В результате, весь эксплуатационный участок ствола охватывается ГРП в ходе одной закачки, что снижает сроки выполнения работ.

Учитывая проведенный анализ технологий ГРП в ГС и опыта их применения в условиях месторождений Западной Сибири, в том числе на месторождениях-аналогах Ванкорского, в зависимости от конструкции скважины и компоновки хвостовика на Ванкорском месторождении на данном этапе разработки для анализа эффективности использования ГРП, выбора методики расчёта притока нефти к скважине с трещинами планировалось проведение опытно-промышленных испытаний по следующим технологиям ГРП:

1. Управляемый многостадийный ГРП.
2. «Слепой» одностадийный или двухстадийный ГРП.

По результатам работы скважины №728 можно сделать вывод о низкой эффективности одностадийного ГРП, эффект от которого продлился в течение двух месяцев. Снижение эффекта возможно связано с прекращением дренирования приобщенных маломощных низкопроницаемых пропластков, в результате чего скважина вернулась к первоначальному режиму работы до проведения ГРП.

Увеличение обводненности происходит за счет приобщения нижних алевролитистых пропластков. В связи с чем, необходимо проводить постоянный контроль обводненности и анализировать работу скважин в течение следующих за ГРП двух-трех месяцев.

В целом, примененные методы интенсификации добычи оказались неэффективными, поэтому перед нефтяниками стоит задача поиска оптимальной технологии, которая позволила бы увеличить эффективность скважин, пробуренных на пласт Нх-I (именно на этот пласт, т.к. по сравнению с другими объектами разработки этого месторождения, этот пласт имеет низкие ФЕС).

Зарезка боковых стволов.

В последнее время бурение многозабойных скважин стало рассматриваться как метод интенсификации добычи, т.к. дополнительные стволы, отходящие от основного, могут рассматриваться как трещины ГРП. МЗС имеют те же преимущества, что и ГРП, однако в случае с технологией ГРП направление трещин ГРП нельзя изменить, а стволы МЗС можно пробурить практически в любом заданном направлении, что является дополнительным преимуществом. Недостатком таких скважин является высокая стоимость их бурения. Однако, несмотря на это, есть перспективы успешного применения этих скважин.

Многоствольные и многозабойные скважины объединяет понятие разветвленная горизонтальная скважина. РГС – это скважина, состоящая из основного ствола и одного или нескольких дополнительных стволов, при этом, если точка разветвления скважины находится вне одного продуктивного горизонта, то это МСС, а если точка разветвления скважины находится в пределах одного продуктивного горизонта, то это МЗС.

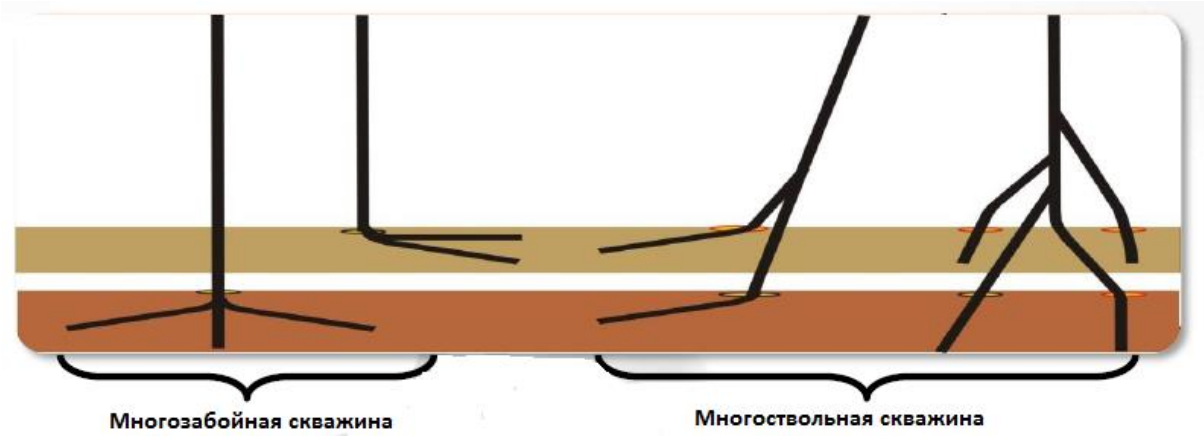

Рисунок 3.3 – Сопоставление МЗС и МСС

Каждый ствол МСС – самостоятельная полноценная скважина, вскрывающая одну точку в сетке бурения, поэтому МСС – это система разработки. Каждый ствол МЗС рассматривается как трещина многостадийного ГРП, проведенного на основном стволе, поэтому МЗС – метод интенсификации притока (Рис 3.3) [13].

В декабре 2014 года «Роснетфь» начала реализацию проекта по применению технологий бурения скважин с многозабойным заканчиванием на Ванкорском месторождении. Общая протяженность первой пилотной скважины с учетом девяти горизонтальных боковых стволов в продуктивном пласте составила 5,3 тыс. м.

Многозабойные скважины на Ванкоре позволили значительно увеличить дебит относительно стандартных показателей горизонтальных скважин. Первая МЗС превысила базовый пусковой дебит почти втрое, достигнув 310 тонн нефти в сутки.

Фактический пусковой дебит по нефти составил 290 - 310 тонн в сутки. Применение новой технологии позволит повысить эффективность добычи и вовлечь в разработку дополнительные запасы нефти и газа.

Общая протяженность ствола составляет 4,3 тыс. метров. Конструкция скважины предусматривает строительство девяти горизонтальных боковых

стволов протяженностью от 100 до 150 метров в продуктивном пласте. Примененная технология позволяет производить срезку из основного горизонтального ствола без использования опорных мостов и специальных технических средств. Величины зенитных углов боковых стволов достигают 101 градуса.

При строительстве такого вида скважин применялись технологии и оборудование, используемые в строительстве скважин типовой конструкции. Это позволило минимизировать инвестиции.

4. Безопасность и экологичность

ЗАО «Ванкорнефть», является крупнейшим предприятием Красноярского края в сфере добычи нефти и газа и по особенному относится к решению вопросов промышленной безопасности, охраны труда и экологии производства.

Приоритетными задачами являются обеспечение безопасных условий труда работников, защиты здоровья персонала, а также сохранение благоприятной окружающей среды на основе использования современных технологий. Социальная ответственность компаний состоит в создании достойных условий и оплаты труда, обеспечении экологической безопасности, сохранении культурного наследия.

Данный раздел посвящен основным аспектам промышленной безопасности на объектах повышенной опасности, охране труда и обеспечению комплекса мер по охране окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рабочим местом оператора являются кустовая площадка, пункт подготовки и отправки нефти и газа, операторная комната. Работник ежесменно подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов:

- повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека;

- повышенная вибрация;

- повышенный шум;

- движущиеся машины и механизмы;

- вредные и опасные химические вещества;

- повышенная загазованность и недостаточное содержание кислорода в воздухе рабочей зоны;

- взрывопожароопасность производственного процесса;

- нервно-психические перегрузки;

- воздействие пониженных и повышенных температур.

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. [1]

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

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 кустовой площадки поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Климат Ванкорского месторождения 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 тёплым 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.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Iб, средняя температура воздуха зимних месяцев -41С, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [1]

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин, работающих с помощью УЭЦН или газлифтной эксплуатации, не требует присутствия операторов для контроля параметров эксплуатации, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Классификация категорий работ в различный период года

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
	Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более
Холодный	17-19	40-60	0,2
Теплый	20-22	40-60	0,3

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе [3].

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 ˚С. [4]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы на кустовых площадках (ограниченных территориях) с высокой концентрацией опасных производственных объектов должны осуществляться в соответствии с порядком, установленным Ростехнадзором.

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

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 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, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленно смене, но не менее 12 м2.

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

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды. [5]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [6]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2 [7]

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Показатели условий труда	Производственные помещения
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

Кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

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

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой – с утепленными подшлемниками), респиратор, наушники, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками. [3, 8]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [9]

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

В таблице 4.3 представлены предельно допустимые концентрации основных химических веществ, применяемых в цеху добычи нефти и газа [10]:

Таблица 4.3 - Вредные и опасные вещества применяемые при добычи нефти на Ванкорском месторождении

№	Вещество	Химич. формула	ПДК Максимально разовая, мг/м^3	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Температура, °С		НКПР, ВКПР, % об.
						вспышки	самовоспламенения	
1	Органические газы и пары	C_{2-10} - H_{6-24}	300	4	Вызывают неустойчивость нервной системы, зуд кожи	17 - 44	255-450	1,3/6,5
2	Ингибитор гидратообразований, ХПП -004, СОНГИД	CH_4O	5	3	Отравление	6	440	6,98/34,7
3	Сероводород	H_2S	10	2	Отравление	-	260	4/46
4	Угарный газ	CO	20	4	Удушие, головокружение	-	610	12,5/74
5	Ингибитор коррозии (Кватрамин)	$C_{13}H_{18}N_2O_4$	3	3	Отравление	40	262	-
6	Растворитель АСПО Пральт	C_7H_8	150	3	Отравление	10	290	-

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 [11].

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. [12]

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. [13]

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II. [14]

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

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [15], вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

В Таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [11]

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м3 в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации в ЦДНГ Ванкорского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.

- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

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

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

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5 [2].

Таблица 4.5 – Перечень возможных аварийных ситуаций.

№	Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая

	негерметичности соединений и фланцев.	опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катострофам 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	- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность

	подводящих и отводных линиях	помещения - отравление газом, облив нефтью

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

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

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

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

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

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

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

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

4.7 Экологичность проекта

При разработке Ванкорского месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха: испытание трубопроводов на прочность и герметичность; стопроцентный контроль швов сварных стыков трубопроводов; применение герметизированной системы сбора углеводородов; оборудование всех аппаратов и сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами с обвязкой на факельную систему.

Основными действиями по охране почв являются:

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

К мероприятиям, обеспечивающим снижение воздействия на животный мир, относятся: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период с

целью снижения воздействия на орнитофауну; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

Природоохранные мероприятия по охране поверхностных водотоков и подземных вод включают:

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленной целью дипломной работы, выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения, в работе была изучена полная характеристика геологического строения месторождения, проанализировано текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения и сделаны следующие выводы:

1. В качестве воздействия на залежь по всем критериям применимости рекомендуется водогазовое воздействие. Учитывая преимущества и недостатки технологий ВГВ, для продуктивных пластов Ванкорского месторождения рекомендуется водогазовое воздействие с помощью насосно-эжекторной технологии (горизонтальное вытеснение).

2. В качестве ОПЗ рекомендуется двухрастворная кислотная обработка. (при обработках нагнетательных скважин, при наличии на забое и в приствольной части пласта отложений привнесенных продуктов коррозии и взвешенных веществ, растворимых хотя бы частично в соляной кислоте). Рекомендуется следующий средний оптимальный состав рабочего глинокислотного раствора для Ванкорского месторождения: HCL - 8,0-10%, HF - 3,0-4,0%.

3. В качестве интенсификации притока рекомендуется МЗС , особенно в пластах с пониженными значениями фильтрационно-емкостных свойств.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

ГКЗ - Государственная комиссия по запасам
НГР - нефтегазоносный район
НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ - начальные извлекаемые запасы
НГЗ - начальные геологические запасы
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
ГШ – газовая шапка
ППД – поддержание пластового давления
ГНК – газо-нетфтяной контакт
СК – суперколлектор
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
КИН – коэффициент извлечения нефти
ТГВ – термогазовый метод
ШФЛУ - широкая фракция лёгких углеводородов
ПАВ - поверхностно-активные вещества
ПДС - полимерно-дисперсная система
ВУС - воздействие вязкоупругими составами
ПНДС - полимерно-наполненная дисперсная система
ПЗС - призабойная зона скважины
ГРП – гидроразрыв пласта
ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы
ПАА - полиакриламид
ВГВ – водогазовый метод
ПНВРА - пенообразующие нефтеводорастворимые агенты
ОБП – опорная база промысла
ЦПС – центральный пункт сбора
ОБУВ - ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества
СЗЗ – санитарно-защитная зона
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ПДВ - предельно допустимый выброс
ПДК - предельно допустимая концентрация
МЗС – много-забойная скважина
ГС – горизонтальная скважина

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Технологии ТЭК. - 2006. - №12. с. 30.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, 308 с.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. 596 с.
4. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.: Недра, 1996. 382 с.: ил.
5. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич В.А., Бочаров Л.С. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. В 2 т.: Т.2. М.:ВНИИОЭНГ, 1996. 350 с.
6. Иванов С.В., Бриллиант Л.С. Основные направления совершенствования физико-химического заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. с. 47-50.
7. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
8. Ефремов Е.П., Вашуркин А.И., Трофимов А.С. и др. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1986. - № 12. с. 36-40.
9. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
10. Гайдуков Л.А., Михайлов Н.Н. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах // ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ 1/Н (07). – 2010. - № 2.
11. Обоснование выбора технологий и составов реагентов для восстановления продуктивности объектов разработки на Ванкорском месторождении: отчет о НИР/ ООО «РН-УфаНИПИнефть». Уфа, 2010.
12. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Подбор пенообразующих композиций для освоения скважин // Нефтегазовое дело 2010. № 2.
13. Опыт строительства многозабойных и многоствольных скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» : презентация / Служба Заместителя ГД по проектированию и мониторингу строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2014,
14. 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
15. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
16. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30)
17. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
18. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г.
19. СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г.
20. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение
21. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.
22. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.
23. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.
24. 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"
25. Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204
26. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)
27. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
28. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.
29. СИ 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений