

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Д. Булчаев

\_\_\_\_\_

подпись

«\_\_\_\_\_»

\_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Усовершенствование системы заводнения на Ванкорском нефтегазовом  
месторождении

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

к. т. н.

Е.В. Безверхая

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.Е. Снигирев

Консультант

Безопасность и экологичность

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Д. Булчаев

\_\_\_\_\_

подпись

«\_\_\_\_\_»

\_\_\_\_\_ 2017 г.

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

Студенту Снигиреву Вячеславу Евгеньевичу

Группа ГБ 13-03 Направление (специальность):

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти.

Тема выпускной квалификационной работы: «Усовершенствование системы заводнения на Ванкорском нефтегазовом месторождении».

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22.05.2017 г.

Руководитель ВКР Е. В. Безверхая кандидат технических наук, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета.

Исходные данные для ВКР: научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю.

Перечень разделов ВКР: 1.Геологическая часть, 2.Технологическая часть, 3.Специальная часть, 4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

Е.В. Безверхая

Задание приняла к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

В.Е. Снигирев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Усовершенствование системы заводнения на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)» содержит страниц текстового документа, 14 рисунков, 20 таблиц, 34 использованных источника.

ЗАВОДНЕНИЕ, ПОЛИМЕР, ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, СИСТЕМА ЗАВОДНЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ОСТАТОЧНАЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ, НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКАЖИНА.

Объектом исследования являются способы усовершенствования методов заводнения на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении.

Цели работы – рассмотреть и оценить возможности повышения конечного коэффициента нефтеотдачи с помощью усовершенствования системы заводнения путем применения полимеров и потокоотклоняющих технологий.

В первой части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида.

Во второй части проводится анализ разработки месторождения, включающий в себя текущее состояние разработки, характеристику фонда скважин, сравнение проектных и фактических показателей разработки.

В специальной части рассмотрены возможности использования полимерного заводнения вместе с потокоотклоняющими технологиями на Ванкорском месторождении.

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.....	5
1 Геология месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении .....	6
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	10
1.3 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов.....	11
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов. 13	
1.5 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата.....	15
1.6 Запасы углеводородов .....	17
2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения .....	18
2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения .....	20
2.2 Анализ состояния фонда скважин.....	27
3 Общие сведения о системе заводнения на Ванкорском месторождении.....	33
3.1 Анализ применения методов поддержания пластового давления .....	33
3.2 Общая информация о ППД на Ванкорском месторождении .....	33
3.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на ПЗП и пласт.....	35
3.4 Требования, предъявляемые к качеству пресной воды.....	36
3.5 Требования, предъявляемые к качеству пластовой воды .....	39
3.6 Повышенная нефтewымывающая способность .....	43
3.7 Использование сточных вод.....	44
3.8 Использование подземных вод.....	46
3.9 Закачка подземных вод высокой минерализации из добывающих (водозаборных) скважин в нагнетательные скважины .....	48
3.10 Обоснование требований к закачиваемой воде .....	48
3.11 Выбор технологии воздействия на пласт .....	53
3.12 Выбор полимера и режима полимерного заводнения .....	56
3.13 Расчет коэффициента извлечения нефти зависимости от вязкости вытесняющего агента.....	58
4 Безопасность и экологичность.....	61

4.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	61
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	63
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	64
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	66
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	68
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	69
4.7 Экологичность проекта.....	71
Заключение .....	73
Список сокращений .....	74
Список использованной литературы.....	75

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наиболее распространенный способ поддержания пластового давления на нефтяных месторождения является заводнение. В России накоплен большой опыт применения таких технологий, они позволяют увеличить срок эксплуатации месторождения и повысить нефтеотдачу. После нескольких лет разработки Ванкорского месторождения основными проблемами системы заводнения являются низкий коэффициент извлечения нефти и большая остаточная нефтенасыщенность.

Решение данных проблем частично возможно с помощью применения методов увеличения нефтеотдачи, которых в мировом опыте разработки нефтяных месторождений накоплено немало. Основной задачей таких методов является как раз уменьшение остаточной нефтенасыщенности и извлечение трудноизвлекаемых запасов, количество которых растет с каждым годом как в России, так и мире, поэтому исследование этих методов и подбор наиболее эффективных является приоритетной задачей нефтяной промышленности в ближайшем будущем.

Применение методов увеличения нефтеотдачи, в частности таких как потокоотклоняющие технологии в совокупности с применением полимерного заводнения на Ванкорском месторождении позволит частично решить проблему падения дебита скважин и дольше удерживать проектные показатели добычи нефти.

Данная работа выполнена с использованием научно–технической и периодической литературы. В проекте приведены сведения о геолого–физической характеристике Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

# 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)[33].



Рисунок 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.).[33]

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. 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 алевритами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алеврито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, окатыши глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас - ранний валанжин. К отложениям свиты приурочены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III-IV. Толщина свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

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

алевроитовыми 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 прослой 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.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами[34].

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 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 <sup>2</sup>	208730	34620*	72466*	274966	17996	329455	290305

Окончание таблицы 1.1

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III- VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III- IV
Средняя общая толщина пласта, м	44,5	12	6	94	36	54,9	72,8
Средняя газонасыщенн ая толщина, м	12,2	3,8	2,6	9	-	-	14,5
Средняя эффективная нефтенасыще нная 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 мкм2	476	-	-	528,5	167	30,17	175,31
Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, доли ед.	-	-	-	0,528	0,494	0,436	0,518
Коэффициент остат. водонасыщенности (вытеснение водой), доли ед.	-	-	-	0,224	0,344	0,311	0,275
Коэффициент остат. 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



Окончание таблицы 1.2

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
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[34].

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 <sup>3</sup>	-	0,864	-	0,8511	0,776	0,724	0,712

Окончание таблицы 1.3

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	15,7	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	-	60,2	60,2	60,5	177,4	202,3	211,0
Сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>	-	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 <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	1007	1009	1008	1007
	Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1006	1003	991,5	987,5
	Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1,2	0,85	0,57	0,51
	Сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>	4,7	4,3	4,1	4,1
Конденсат	Плотность дегазированного конденсата, кг/м <sup>3</sup>	-	-	-	719,4
	Молярная масса, г/моль	-	-	-	107,18
	Конденсатогазовый фактор, г/м <sup>3</sup>	-	-	-	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 – 53 967/23 944 тыс. 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.м3
	геологические	извлекаемые	КИН	КИН текущий	геологические	извлекаемые	КИК	КИК текущий	
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

Окончание таблицы 1.5

Категория	Начальные запасы нефти, тыс.т				Начальные запасы конденсата, тыс.т				Начальные запасы газа (раст.+ свобод.+ ГШ), млн.м3
	геологические	извлекаемые	КИН	КИН текущий	геологические	извлекаемые	КИК	КИК текущий	
Итого по месторождению	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 таблице 2.1

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. м3.		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, м3/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 рисунке 2.

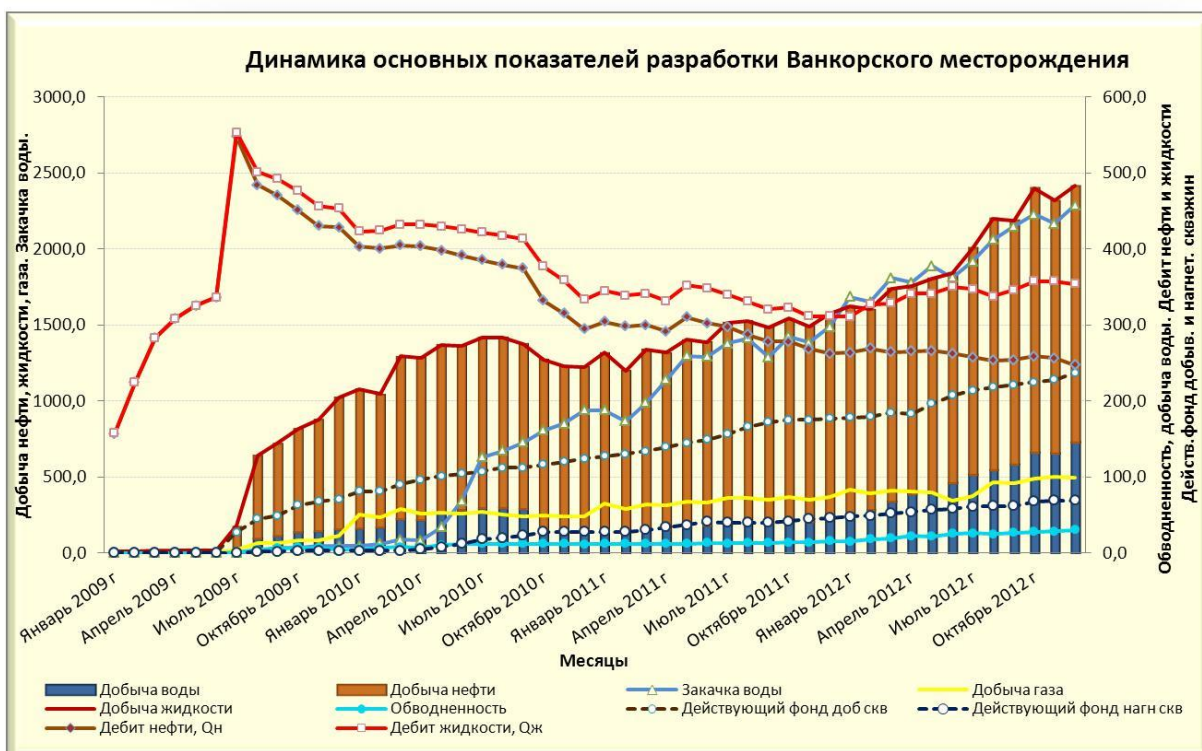


Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

## 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[33].

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 ежемесячно 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 рисунках 3 – 5 отображены показатели состояния разработки добывающих горизонтальных и наклонно-направленных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН, а также скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации.

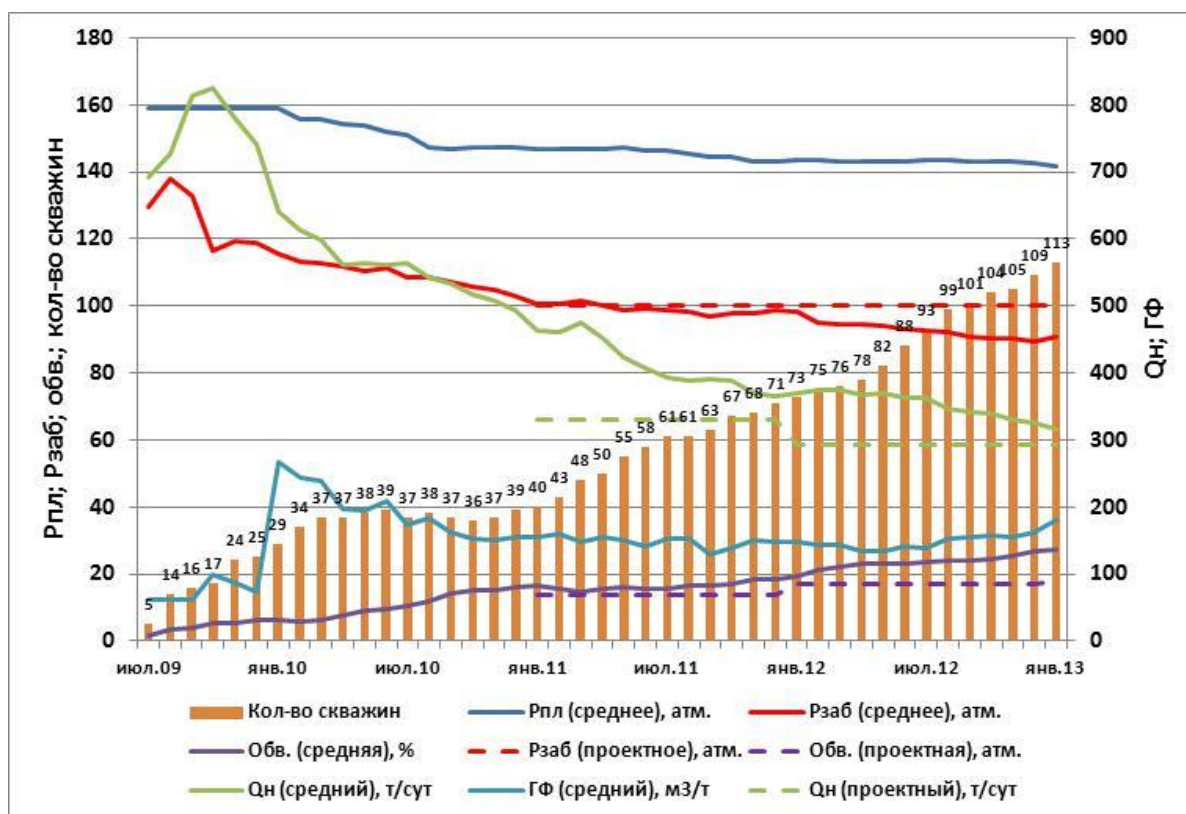


Рисунок 3 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН

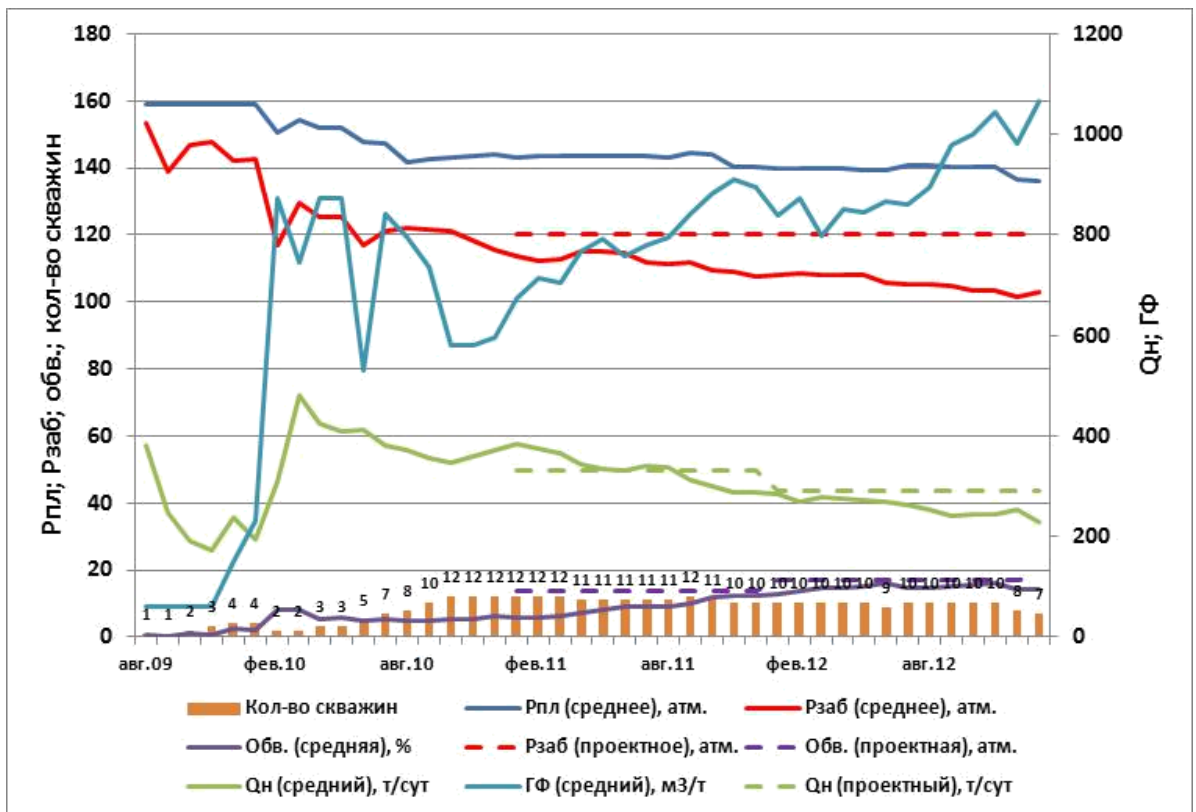


Рисунок 4 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, работающих на фонтане

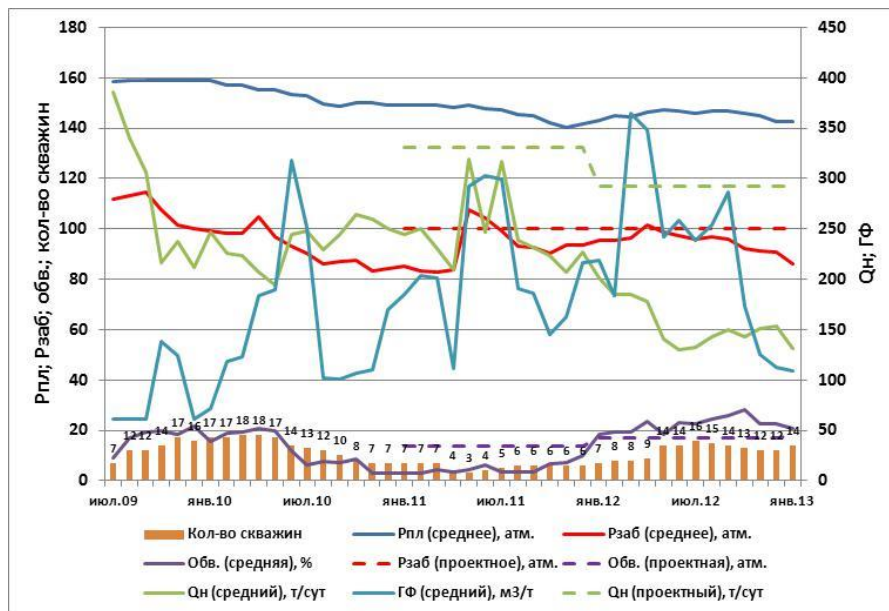


Рисунок 5 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Як-III-VII, находящихся в отработке на нефть и оборудованных установками ЭЦН



На рисунке 6 - рисунке 8 отображены показатели эксплуатации добывающих горизонтальных и наклонно-направленных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН, а также скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации.

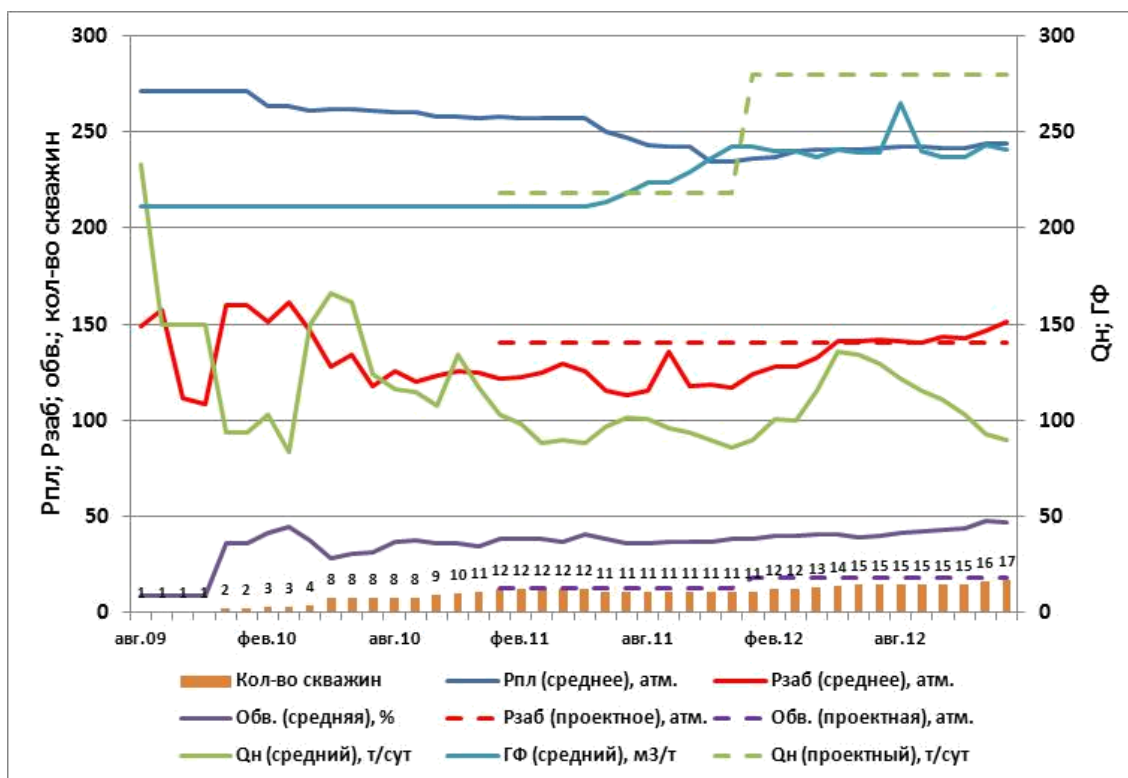


Рисунок 6 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, работающих на фонтане

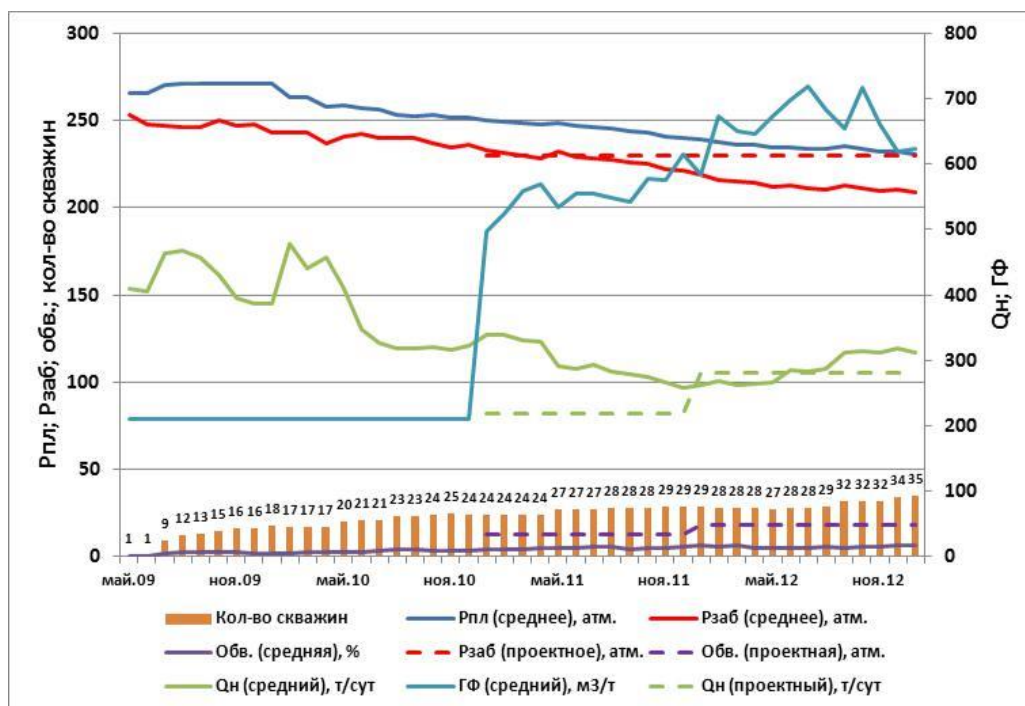


Рисунок 7 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН

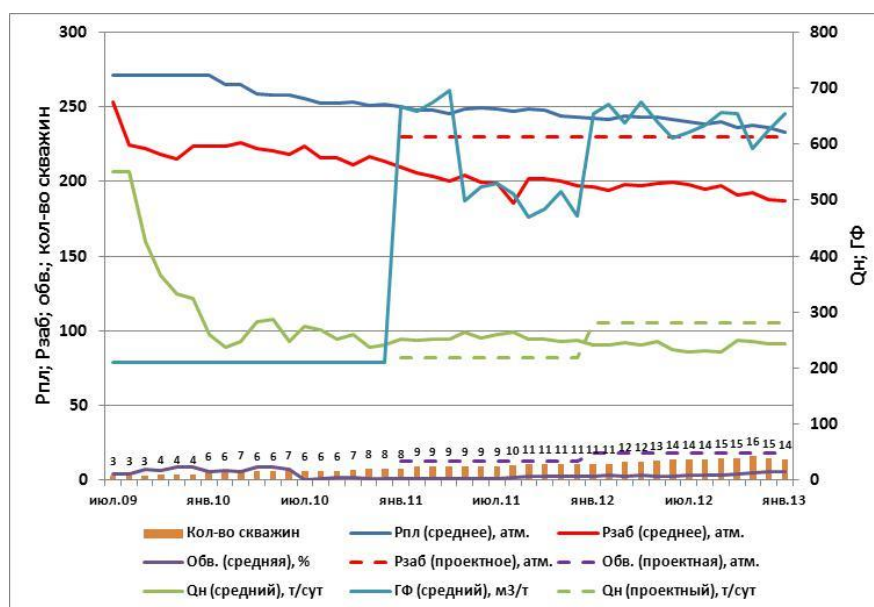


Рисунок 8 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Нх-III-IV, находящихся в отработке на нефть и работающих на фонтане.

На рисунке 9 – рисунке 10 отображены показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, оборудованных установками ЭЦН и работающих фонтаном.

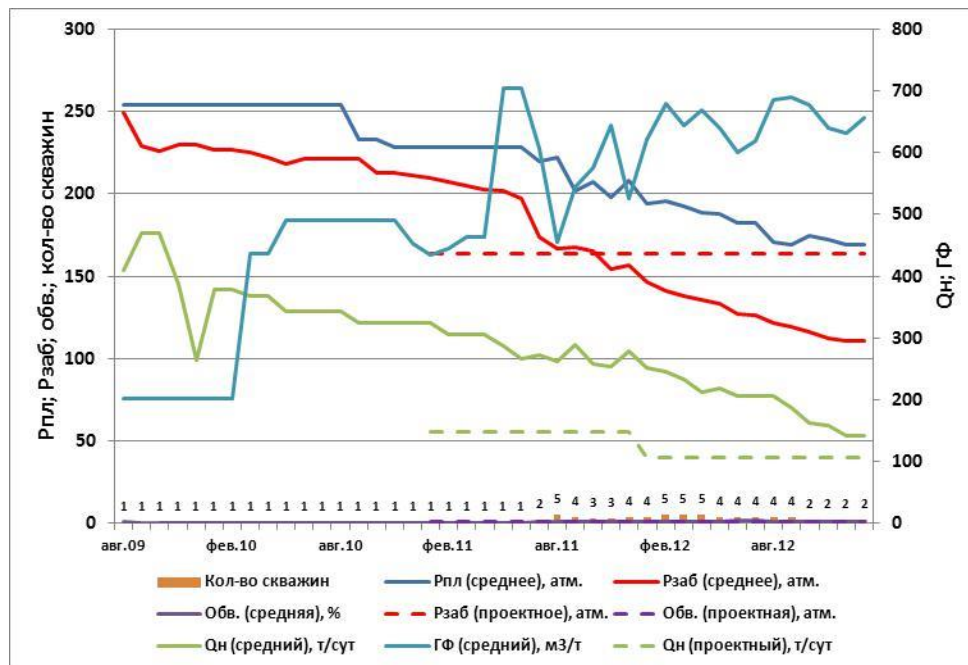


Рисунок 9 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, работающих на фонтане

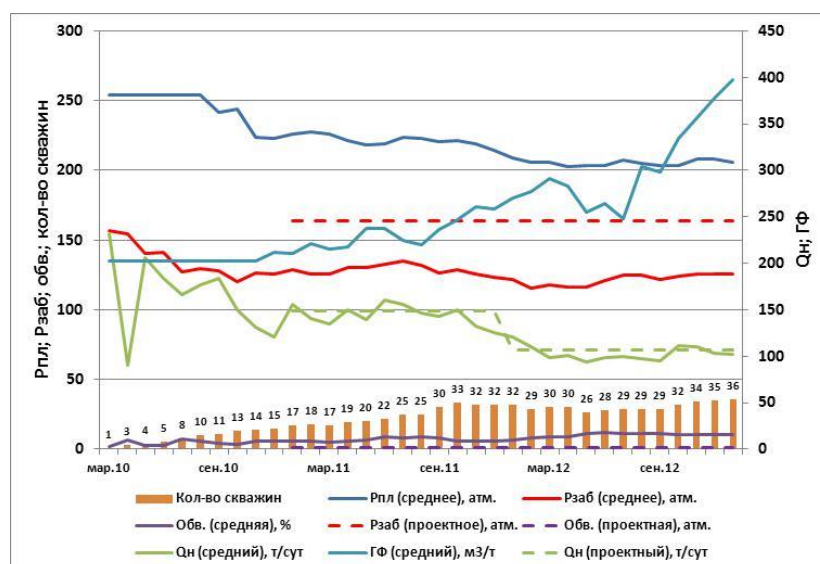


Рисунок 10 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-I, оборудованных установками ЭЦН.

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

Таблица 2.2 – Анализ показателей состояния разработки добывающих скважин Ванкорского месторождения

Пласты	Группы	Забойное давление	Пластовое давление	Обводненность	Дебит нефти
Як III-VII	Горизонтальные с ЭЦН	В 2011 году соответствовало проектному в течение всего года, с начала 2012 года намечилось 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 конусообразования 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
	Горизонтальные на фонтане	Ниже проектного из-за уменьшения гидростатического давления в НКТ за счёт добычи газа	Незначительное снижение	Соответствует проектному	Соответствует проектному
	Наклонно-направленные с ЭЦН	Снижение ниже проектного из-за интенсификации добычи	Незначительное снижение	Высокая стартовая обводненность новых скважин	Резкое снижение после ввода новых скважин из-за их высокой стартовой обводнённости (сложное геологическое строение северной части залежи)

## Окончание таблицы 2.2

Пласты	Группы	Забойное давление	Пластовое давление	Обводненность	Дебит нефти
Нх-III-IV	Горизонтальные на фонтане	Гораздо ниже проектного (резкое снижение пластового давления с середины 2011 года и необходимость поддержания заданных уровней добычи сохранением рабочей депрессии)	Приконтурная система заводнения, обладающая невысокой эффективностью. Закачка газа в газовую шапку ещё не началась (неготовность объектов обустройства)	Низкая	Большая часть добывается скважинами, вскрывшими суперколлектор, низкопродуктивные толщины пласта Нх-3 практически не вырабатываются

Суммируя всё вышесказанное, можно сделать вывод, что разработка Ванкорского месторождения характеризуется значительными осложнениями[34].

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-1) и 72 водозаборных. Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

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-1 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%)[33].

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 таблице 2.3.

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

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
	ОЦН	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	4	3	1	0	0	8
	после бурения						
	В консервации	0	1	0	0	0	1
	6	10	0	0	0	16	
В отработке на	9	23	11	0	0	43	

Окончание таблицы 2.3

Наименование	Характеристика фонда скважин	Пласты					
		Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	Итого
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

Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности на 01.01.2013 год представлено в таблицах 2.4 - 2.6.



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[34]

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	-	-

### Окончание таблицы 2.6

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
400-600	121, 157, 166, 172, 247, 162В, 162СВ	-	-	-
>600	168, 170	-	-	-

## 3 Общие сведения о системе заводнения на Ванкорском месторождении

### 3.1 Анализ применения методов поддержания пластового давления

Наиболее значимой целью при эксплуатации и разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений является достижение максимального извлечения углеводородов из продуктивного пласта. Для того, чтобы охарактеризовать полноту извлечения углеводородов, используют коэффициент нефтеотдачи, который колеблется в широких пределах в зависимости от месторождения. [18]

Для увеличения коэффициента нефтеотдачи, а также поддержания пластового давления в мировой и отечественной практике разработки месторождений используют разные методы воздействия на продуктивные пласты, различающиеся рабочими агентами и механизмами воздействия.

### 3.2 Общая информация о ППД на Ванкорском месторождении

Ванкорское месторождение обуславливается значительными осложнениями при разработке. По причине того, что идет интенсивное падение пластового давления на нижнехетских пластах, потенциал месторождения фактически исчерпан.

Анализ динамики основных показателей 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.

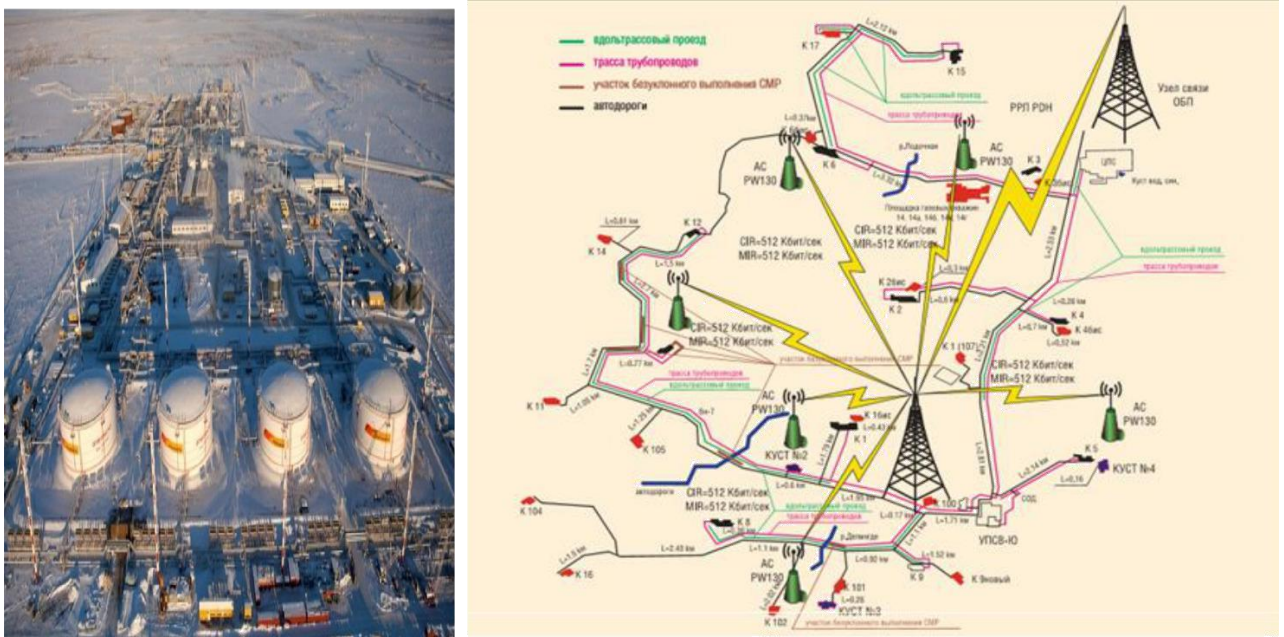


Рисунок 11 – Схема дистанционного управления объектами ППД

Технологическая схема ППД на Ванкорском месторождении (рисунок) представлена южной и центральной его частью. Она состоит из четырех вододобывающих кустов (по 12 водозаборных скважин на каждом) общей производительностью 86 тыс. м<sup>3</sup>/сут и двумя блочными кустовыми насосными станциями на УПСВ «Юг», одна из которых оборудована тремя насосами ЦНС-240-1900 и вторая – пятью ЦНС-500-1900[20].

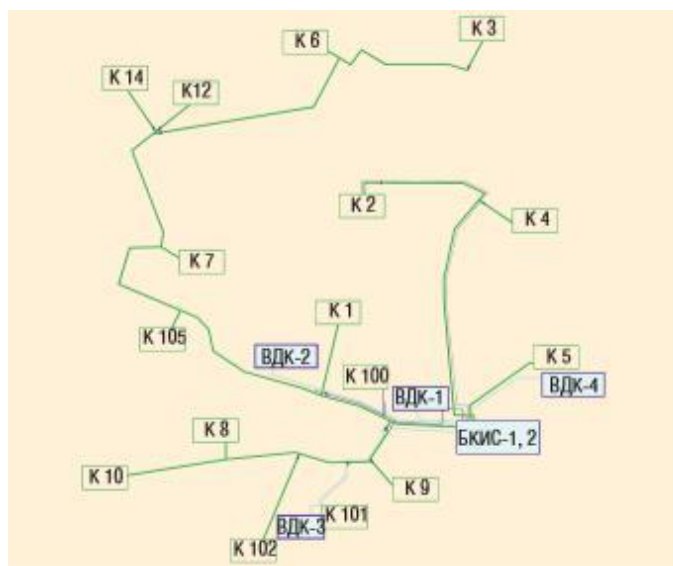


Рисунок 12 – Технологическая схема ППД Ванкорского месторождения

Совокупная производительность обеих станций составляет 60 тыс. м<sup>3</sup>/сут при максимально возможном показателе закачки, равном 83 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Фонд нагнетательных скважин состоит из 63 скважины, общая приёмистость которых составляет порядка 60 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В 2010 году на месторождении была внедрена автоматизированная система управления объектами ППД, которая дала возможность контролировать процесс закачивания рабочего агента дистанционно, следить и, если это требуется, менять режимы работы оборудования, а также выявлять и своевременно устранять любые неполадки, возникающие в процессе эксплуатации.

### 3.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на ПЗП и пласт

Источники водоснабжения, используемые на Ванкорском месторождении:

- подрусловые (грунтовые) и пластовые воды (многообразие химического состава (минерализация 100-200 г/л)). Можно закачивать без подготовки;

- воды поверхностных водоемов (качество хуже, содержат большое механических примесей (глины, ила, песка), способны вызвать набухание глин, кроме морской воды) - необходима подготовка;
- сточные воды (85% пластовых, 12% пресных, 3% ливневых вод).

Пресные и сточные воды могут содержать соли (1000- 300000 мг/л), различные газы, механические примеси, гидроокись  $Fe(OH)_2$  и гидроокись  $Fe(OH)_3$  железа, микроорганизмы, заливающие поверхность фильтрации и закупоривающие поровые каналы пласта, снижая приемистость нагнетательных скважин. В сточных водах могут содержаться также и капельки нефти.[19]

Для воды, предназначенной для закачки в продуктивные пласты, сооружают установки по очистке. Чем чище вода, закачиваемая в пласт, тем больше приемистость нагнетательной скважины и тем меньше необходимое их количество и меньше расходы, связанные с ППД.

Общие требования к закачиваемой воде:

- ограниченное содержание механических примесей (КВЧ) и соединений железа;
- отсутствие сероводорода и углекислоты с целью предотвращения коррозии оборудования;
- отсутствие органических примесей (бактерий, водорослей);
- химическая совместимость с пластовой водой.

### **3.4 Требования, предъявляемые к качеству пресной воды**

Для успешного осуществления процесса заводнения к качеству воды предъявляются определенные требования. Механические примеси и микроорганизмы, содержащиеся в нагнетаемой воде, кольматируют поверхность фильтрации и заиливают поровые каналы продуктивного пласта, снижая приемистость нагнетательных скважин. Например, закачка сульфатной

воды в пласты, содержащие хлоркальциевые соли, приводит к образованию нерастворимого осадка гипса:  $\text{SO}_4^{2-} + \text{Ca}^{2+} + 2\text{H}_2\text{O} = \downarrow \text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

В тех случаях, когда для заводнения пластов, насыщенных сероводородной жидкостью, применяется вода, содержащая железо и кислород, в пористой среде может происходить образование твердых осадков гидрата, закиси FeS и элементарной серы.

Согласно существовавшим правилам и инструкциям вода, предназначенная для закачки в пласты, должна была содержать не более 2 мг/л взвешенных твердых частиц и 0,3 мг/л железа. Опыт, накопленный по заводнению нефтяных месторождений, как у нас, так и за рубежом, показывает, что такой глубокой степени очистки воды не требуется. Более того, более важным фактором являются размеры частиц, а их количество, выражаемое в мг/л – вторично. Качество воды для заводнения следует нормировать для каждого конкретного месторождения с учетом коллекторских свойств пластов, применяемого метода заводнения – внутриконтурного или законтурного и целого ряда других факторов[22].

Кроме механических примесей в закупорке пор продуктивных пластов активное участие принимают различные микроорганизмы и водоросли, находящиеся в нагнетаемой воде. Наиболее опасными из них являются сульфатовосстанавливающие бактерии, развитие и деятельность которых отмечается на месторождениях многих регионов. Установлено, что активная деятельность сульфатовосстанавливающих бактерий отмечается уже через один год после начала закачки воды в пласты. При этом бактерии способны почти полностью восстанавливать сульфаты, имеющиеся в закачиваемой воде с образованием сероводорода до 100 мг/л.

Пресная вода, закачиваемая в залежь, иногда является главной причиной ухудшения коллекторских свойств пластов в связи с разбуханием глинистых материалов, входящих в состав пород. При значительном количестве глин в пласте целесообразно использовать для заводнения непресные, а

минерализованные воды, которые практически не вызывают разбухания глин, а, следовательно, не уменьшают по этой причине приемистости нагнетательных скважин.

Уменьшение приемистости нагнетательных скважин вызывается также кольматацией пор пласта продуктами коррозии труб, по которым закачивается вода в пласт. При подготовке и закачке воды в пласт происходит химическая и электрохимическая коррозия металла труб. Продукты коррозии труб, попадая в призабойную зону скважины и оседая в ее фильтровой части, за короткий промежуток времени могут снизить приемистость этой скважины до нуля.[21]

Следует иметь в виду, что снижение приемистости нагнетательных скважин может иметь место даже при закачке в пласты очень чистой воды. Это связано с естественной деградацией пласта и кольматацией поровых каналов подвижными частицами, изначально содержащимися в самом пласте. Нельзя выпускать из виду, что в подавляющем большинстве случаев пласт не работает как чисто фильтрующая система, так как в противном случае он был бы кольматирован в считанные часы. Движение жидкости осуществляется, прежде всего, по трещинам и каналам высокой проницаемости.

Наиболее достоверные данные о качестве воды для заводнения и об оптимальном значении давления нагнетания можно получить лишь в результате пробных закачек воды в пласты с использованием глубинных расходомеров, которые фиксируют поглощающую способность отдельных пропластков, слагающих продуктивный горизонт. При пробной закачке можно выяснить не только допустимое содержание механических примесей в воде, но оптимальный размер взвешенных частиц, которые могут проходить по порам проводящим каналам пласта, не снижая приемистости скважин в чрезмерных пределах.

Следует иметь в виду, что качество пресных вод в различные сезоны года может изменяться в очень широких пределах. Так, наивысшая концентрация взвесей в пресных поверхностных водах достигается весной во время таяния снегов. Взвеси состоят в основном из глины и ила с размером частиц до 60 мкм,



плотностью  $2,65 \text{ г/см}^3$ . Летом появляется планктон плотностью, близкой к единице, и размером в несколько сот микрон. Это очень важно знать и учитывать в практических действиях[25].

В целом, в наиболее общем виде к пресной воде предъявляются следующие требования:

- содержание кислорода в воде должно быть исключено;
- в воде не должны содержаться планктон и водоросли;
- концентрация сульфатовосстанавливающих бактерий не должна превышать одной единицы на миллилитр воды;
- содержание основных аэробных бактерий не должно превышать 10 млн/мл;
- для подавления деятельности бактерий должны быть применены соответствующие бактерициды;
- допустимая концентрация и размеры взвесей (ТВЧ, нефть и т.д.) в закачиваемой воде определяются по методике НТЦ «ЭКОТЕХ» с учетом коллекторских свойств и результатами ТЭО;
- температура закачиваемой воды не должна отрицательно влиять на нефтеотдачу и выпадение парафина;
- закачиваемая вода должна быть совместима с пластовой и не формировать осадков.

### **3.5 Требования, предъявляемые к качеству пластовой воды**

Воды, добываемые вместе с нефтью на поверхность, называются пластовыми. Как известно, по мере разработки нефтяных месторождений количество добываемых вместе с нефтью пластовых вод увеличивается и на конечной стадии разработки может достигать 95-98 %.

По составу, плотности и физико-химическим свойствам пластовые воды различных месторождений неодинаковы. Для сравнения химического состава и

оценки их качества пластовые воды классифицируют по Ч. Пальмеру или В.А. Сулину.

Все пластовые воды по Ч. Пальмеру в зависимости от соотношений содержащихся в них ионов  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$  и  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{NO}_3^-$  разделяются на пять классов, основными из которых являются I класс – щелочные и III класс – жесткие (хлоркальциевые) воды.

Все пластовые воды по классификации В.А. Сулина подразделяются на четыре класса: 1) сульфатнатриевые ; 2) гидрокарбонатнатриевые; 3) хлормagneиные и 4) хлоркальциевые. В свою очередь, каждый класс разделяется еще на три группы вод: гидрокарбонатные, сульфатные и хлоридные, а также группа включает три подгруппы: кальциевые, магниевые и натриевые.

Принадлежность пластовых вод к тому или иному типу устанавливают лабораторным анализом соотношения количеств отдельных ионов.

Для оценки химического состава пластовых вод обязательно определяют шесть ионов:  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ , а также плотность и водородный показатель воды (рН). Такой анализ называется стандартным или шестикомпонентным. Иногда дополнительно в пластовых водах определяют содержание следующих ионов:  $\text{I}^-$ ,  $\text{Br}^-$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ .

Пластовые воды, добываемые вместе с нефтью и содержащие бром (Br) и иод (I), часто перерабатывают на специальных заводах для получения этих продуктов в чистом виде[27].

Кроме указанных характеристик пластовых вод важными показателями являются также степень минерализации и содержание растворенных газов.

Под минерализацией пластовых вод понимается суммарное содержание в воде растворенных неорганических солей.

Согласно акад. В.И. Вернадскому, все пластовые воды (и поверхностные

- том числе) по величине минерализации разделяются на четыре класса: 1) пресные с минерализацией до 1 г/л; 2) солоноватые (слабоминерализованные) – от 1 до 10 г/л; 3) солевые (минерализованные) – от 10 до 50 г/л и 4) рассолы, минерализация которых выше 50 г/л.

Для различных месторождений минерализация пластовых вод изменяется в пределах от 15 до 3000 г/л. Минерализация пластовых вод, как правило, растет с глубиной залегания продуктивных горизонтов, из которых извлекается нефть.

С повышением минерализации воды увеличивается ее плотность, которая может достигать в отдельных случаях  $1,5 \text{ г/см}^3$ .

Перекачка высокоминерализованной пластовой воды насосами требует повышенного расхода мощности двигателей, однако, вместе с этим у высокоминерализованных вод улучшаются процессы отстаивания нефти от воды, уменьшается набухание глинистых частиц продуктивного пласта и понижается температура замерзания этой воды.

В пластовых водах могут присутствовать следующие газы: азот ( $\text{N}_2$ ), сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ), углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ), кислород ( $\text{O}_2$ ), метан ( $\text{CH}_4$ ), этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) и др. в количестве от 15 до 200 л/м<sup>3</sup> воды в зависимости от давления, температуры, минерализации.

Вязкость пластовой воды зависит в основном от температуры и может изменяться в пределах 0,2-2 сП.

В настоящее время вместе с нефтью добывается около 550-600 млн. м<sup>3</sup> пластовых вод в год.

К пластовым сточным водам, подлежащим закачке в продуктивные пласты, обычно предъявляются следующие основные требования:

- стабильность химического состава закачиваемой воды;
- повышенная нефтewымывающая способность;
- вода не должна вызывать быстрого снижения приемистости нагнетательных скважин;
- не должна быть коррозионно-активной;

- затраты на очистку и подготовку воды должны быть минимальными;
- совместимость с водой, содержащейся в пласте;
- высокая степень чистоты (низкое содержание коагулирующих порошков, пространство взвесей и отсутствие ингибиторных гелей), обуславливающая максимальную длительность межремонтных периодов и поддержание высокой степени приемистости нагнетательных скважин, вскрывших пласты с различными характеристиками, которая определяется индивидуальными расчетами, учитывающими коллекторские свойства пластов по методике НТЦ «ЭКОТЕХ»;
- температура воды должна исключать существенное охлаждение пласта, изменение вязкостных характеристик вытесняемой нефти и возможность выпадения АСПО в пористой среде пласта и особенно призабойной зоне;
- закачиваемая вода не должна содержать в себе кислород в количествах, поддерживающих жизнедеятельность микроорганизмов, вызывающих формирование гидратов окиси железа, вызывать усиление коррозии оборудования;
- закачка в пласт сероводородсодержащих вод должна осуществляться через систему ППД в антикоррозионном исполнении, что позволяет избежать самоглушения скважин в результате интенсивного корроирования НКТ и другого оборудования;
- концентрация минеральных солей в пластовой сточной воде при ее смешении с пресной или в результате естественного разубоживания должна поддерживаться на уровне более 100 г/л, что позволяет подавлять жизнедеятельность сульфатовосстанавливающих бактерий;
- при закачке воды в пласты, содержащие набухающие глины, концентрация в ней ионов Са и Mg должно быть выше 10% от общего содержания ионов всех других типов.

Стабильность химического состава пластовой сточной воды означает, что подготовленной для нагнетания воде при хранении и перекачке не должны образовываться твердые взвешенные частицы за счет химических реакций.

Большинство пластовых сточных вод имеет низкую стабильность, что связано со значительным содержанием в них ионов бикарбонатов  $\text{HCO}_3^-$  и солей закисного железа в форме бикарбоната  $\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$  [24].

Если пластовая сточная вода контактирует с кислородом воздуха, то происходит реакция вида:  $4\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2 + \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{Fe}(\text{OH})_3 \downarrow + \uparrow 8\text{CO}_2$ , в результате которой образуется осадок гидрата окиси железа, приводящий к снижению приемистости нагнетательных скважин, и весьма коррозионно-агрессивный углекислый газ.

### **3.6 Повышенная нефтевымывающая способность**

Закачиваемая в пласт вода должна обладать достаточной нефтевымывающей способностью, обеспечивающей при заводнении не менее 60% добычи от балансовых запасов нефти. На увеличение коэффициента нефтеотдачи продуктивных горизонтов при их заводнении существенно влияют ПАВ, которые содержатся в пластовой сточной воде. Вода, содержащая ПАВ, обладает низким поверхностным натяжением на границе с нефтью и значительно эффективнее смачивает породы продуктивных пластов, т.е. она более полно отмывает нефть, удерживаемую на поверхности поровых каналов под действием капиллярных и адгезионных сил.

Значительная часть ПАВ, содержащихся в воде, адсорбируется на поверхности пород, поэтому добавку ПАВ к воде целесообразно применять при внутриконтурном заводнении пластов с небольшим содержанием воды, в результате чего концентрация ПАВ на поверхности капилляров увеличивается, что ведет к повышению нефтеотдачи. Естественно, что вода не должна вызывать быстрого снижения приемистости нагнетательных скважин. Для

поддержания, приемистости их на определенном уровне и содержание механических примесей и количество нефти в пластовой сточной воде, закачиваемой в продуктивные пласты, должно быть строго регламентировано для каждого месторождения. При этом следует иметь в виду, что размеры частиц всегда первичны, а их масса в мг/л – вторична.

### **3.7 Использование сточных вод**

Пластовые воды, отделяемые от нефти в процессе ее сбора и подготовки, сильно минерализованы, и по этой причине их нельзя сбрасывать в реки и водоемы, так как это приводит к гибели пресноводных. Поэтому пластовые воды закачивают в продуктивные или поглощающие пласты. Вместе с пластовыми закачивают и пресные воды, используемые в технологическом процессе при обессоливании нефти, а также ливневые воды, попадающие в промышленную канализационную систему. В целом все эти воды называются сточными. Использование нефтепромысловых сточных вод в системе поддержания пластового давления при водонапорном режиме разработки месторождений – это важное техническое и природоохранное мероприятия в процессе добычи нефти, позволяющее осуществлять замкнутый цикл оборотного водоснабжения по схеме: нагнетательная скважина-пласт-добывающая скважина-система сбора и подготовки нефти и газа с блоком водоподготовки-система ППД[27].

Нефтепромысловые сточные воды представляют собой разбавленные дисперсные системы плотностью 1040-1180 кг/м<sup>3</sup>, дисперсионные среды которых – высокоминерализованные рассолы хлор-кальциевого типа (хлорид натрия, хлорид кальция). Дисперсные фазы сточных вод – капельки нефти и твердые взвеси. При извлечении из недр продукции скважин пластовая вода, находящаяся в эмульгированном состоянии, практически не содержит каких-либо загрязнений: примеси не превышают 10-20 мг/л, но после расслоения

эмульсии на нефть и воду содержание диспергированных частиц в отделяемой воде сильно растет: нефти – 4-5 г/л, механических примесей – до 0,2 г/л. Объясняется это тем, что в результате снижения межфазного натяжения на границе нефть-вода вследствие введения в систему реагента-деэмульгатора и турбулизации расслоенного потока интенсифицируется диспергирование нефти в воде, а также отмыв и пептизация различных шламовых отложений (продуктов коррозии, глинистых частиц) с внутренней поверхности трубопроводов. Кроме того, в аппаратах-водоотделителях накапливается промежуточный слой, состоящий из капель воды с неразрушенными бронирующими оболочками, агломератов твердых частиц, механических примесей, асфальтосмолистых веществ и высокоплавких парафинов, микрокристаллов солей и других загрязнителей. По мере накопления часть промежуточного слоя сбрасывается с водой, и значительное количество загрязняющих примесей переходит в водную среду. В результате смешения вод различного химического состава происходит нарушение сульфатного равновесия, что тоже приводит к увеличению твердого осадка.

Сточные воды содержат растворенные газы: кислород, сероводород, углекислый газ, которые интенсифицируют их коррозионную активность, что приводит к быстрому износу нефтепромыслового оборудования и трубопроводов и, следовательно, к вторичному загрязнению сточных вод продуктами коррозии. В сточных водах содержится закисное железо – до 0,2 г/л, окисление которого приводит к образованию осадка и углекислого газа.

Нефтепромысловые сточные воды могут быть заражены сульфатовосстанавливающими бактериями, поступающими с ливневыми водами, способствующими выпадению осадков карбоната кальция и сульфида железа.

Наличие в сточной воде капелек нефти и механических примесей приводит к резкому снижению приемистости продуктивных и поглощающих пластов. Поэтому перед закачкой сточных вод в продуктивные и

поглощающие пласты требуется их очистка. Нормы качества сточной воды, закачиваемой в продуктивные пласты, приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Нормы качества сточной воды, закачиваемой в продуктивные пласты

Вид коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л		
	нефти	Механических примесей	Железа
Пористо-трещиноватый и трещиноватый	25	30	2
Слаботрещиноватый	15	10	2
гранулярный	1	2	0,5

### 3.8 Использование подземных вод

Преимущества использования подземных минерализованных вод:

- наличие достаточной минерализации: коэффициент вытеснения нефти минерализованной водой на 3,0...10,0 % больше, чем при использовании пресной воды;
- отсутствие механических примесей, малое содержание соединений железа (не требуют дополнительной подготовки);
- упрощение схем внешнего водоснабжения и закачки воды в нефтяные пласты (сокращение времени развития мощностей заводнения, быстрое достижение необходимых объемов закачки воды, создание условий для высоких темпов добычи нефти);
- низкая концентрация углекислоты в растворенном газе подземных вод и отсутствие кислорода и сероводорода;
- химическая совместимость с пластовыми водами предупреждает образование твердых неорганических солей и их отложение в пласте,



стволах обводненных добывающих скважин и наземных коммуникация системы сбора и подготовки нефти;

- экономия пресной воды рек, озер и грунтовых горизонтов.

Наиболее эффективно использование глубинных вод при разработке:

- мелких месторождений, удаленных от существующих водозаборов

Сложности использования подземных минерализованных вод для закачки в целях ППД:

- необходима большая надежность в определении эксплуатационных запасов подземных вод (проведение большого объема гидрогеологических и гидродинамических исследований, организация пробной эксплуатации водозаборных скважин);

- во многих районах подземные воды – низконапорные и требуют применения механизированных способов добычи (увеличивается себестоимость);

- коррозионная активность минерализованных подземных вод выше, чем пресных (защита трубопроводов и оборудования от коррозии);

- в отдельных случаях (при наличии рыхлых песчаников) в водозаборных скважинах образуются песчаные пробки.

Целесообразность и экономическая эффективность использования подземных вод:

- необходимо проведение специальных гидро-геологических исследований и ТЭО;

- для заводнения нефтяных месторождений с малым водопроявлением, рассеянных на значительной площади и удаленных от поверхностных источников водоснабжения;

- для заводнения крупных нефтяных месторождений на начальной стадии разработки месторождений до окончания строительства магистрального водовода поверхностных вод и использования для нагнетания сточных вод[30].

### **3.9 Закачка подземных вод высокой минерализации из добывающих (водозаборных) скважин в нагнетательные скважины**

Схемы межскважинных перекачек для поддержания пластового давления:

- Прямая закачка – из водозаборной скважины в одну или несколько нагнетательных скважин, находящихся близко от водозаборной скважины и имеющих небольшие отличия по приемистости.
- Из водозаборной скважины в одну или несколько нагнетательных скважин, с подпором индивидуальным насосом на приемной линии нагнетательной скважины, удаленной от водозаборной скважины или имеющей низкую приемистость.
- Из нескольких водозаборных скважин, находящихся близко друг от друга, в нагнетательные скважины с незначительными отличиями по приемистости[31].

Совместная закачка воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости приводит к неравномерному вытеснению нефти водой, прорыву воды к забоям добывающих скважин по наиболее проницаемым пластам. По менее проницаемым пластам компенсация закачкой не обеспечивается, что приводит к снижению давления пласта и исключению этих пластов из разработки. Обводненные скважины выводятся из эксплуатации при наличии остаточных запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых пластах.

### **3.10 Обоснование требований к закачиваемой воде**

Как показывает опыт разработки отечественных и зарубежных месторождений заводнение является довольно эффективным методом воздействия для поддержания пластового давления, но при строгом

соблюдении необходимых требований к технологии его осуществления. Для этого применяют как воды близлежащих водоносных горизонтов, так и нефтепромысловые сточные или пресные воды.

При установлении необходимой степени подготовки вод, используемых для системы ППД, основное значение имеют геолого-физические свойства нефтяного пласта (пористость, проницаемость), состав пород, диапазон изменения основных свойств коллекторов, слагающих пласт, качественный состав и количество в горной породе глин, физико-химические свойства пластовой и нагнетаемой воды .[29]

Коллекторские свойства и начальная нефтенасыщенность продуктивных пластов Ванкорского месторождения изучались по данным лабораторных исследований керна, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин.

Основным требованием, предъявляемым к закачиваемым в пласт водам, наряду с высокими нефтевытесняющими свойствами является обеспечение высокой степени фильтрации. Характер снижения приемистости нагнетательных скважин даже в пределах одного месторождения весьма разнообразен и зависит от качества применяемых вод.

Ухудшение коллекторских свойств зоны, примыкающей к скважине, происходит в результате:

- сужения поровых каналов и полной закупорки части из них за счет проникновения твердых частиц дисперсной фазы (промывочной жидкости или загрязненной закачиваемой воды);
- набухания глинистых минералов пласта при контакте с закачиваемой водой;
- образования нерастворимых осадков при взаимодействии закачиваемых вод с пластовыми;
- образования стойких водонефтяных эмульсий, уменьшающих подвижность пластовой жидкости в зоне контакта;

- отрицательного влияния капиллярных и поверхностных явлений.

В настоящее время при подготовке воды для системы ППД при эксплуатации месторождений количество взвешенных частиц (КВЧ) и содержание остаточных нефтепродуктов (ОНП), являющихся важными нормируемыми параметрами, должны быть приведены в соответствие с требованиями действующего отраслевого стандарта ГОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»

Таблица 3.2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде в зависимости от проницаемости продуктивного коллектора согласно ОСТ 39-225-88.

Проницаемость пристой среды коллектора, мм <sup>2</sup>	Коэффициент относительной трещиноватости* коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

\*-коэффициент относительной трещиноватости определяется в соответствии с РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде»

При единой системе организации ППД нагнетаемая вода должна по качеству соответствовать нормативам для самых низкопроницаемых пластов. Таким образом, согласно ОСТ 39-225-88 используемая для системы ППД Ванкорского месторождения вода должна соответствовать нижеперечисленным требованиям[31].

Допустимое содержание твердых взвешенных частиц в нагнетаемых водах не должно превышать 3 мг/л, а остаточных нефтепродуктов – 5 мг/л. Наличие механических примесей является одним из основных факторов, вызывающих снижение проницаемости призабойной зоны пласта при использовании как пресных, так и пластовых вод.

Механические примеси присутствуют в воде как «изначально» (песок, частицы слагающих породу минералов, глин, гидроокиси железа, малорастворимых солей, агрегаты асфальтенов, кристаллики парафинов) так и образуются в результате различных химических реакций, протекающих при контакте закачиваемых вод с пластовой водой, нефтью и породой, химическими реагентами.

При использовании для заводнения продуктивных пластов подтоварной воды ощутимое снижение приемистости скважины (вплоть до полного прекращения закачки) вызывает присутствие остаточного количества нефтепродуктов. Это чаще всего нефть со значительным содержанием асфальтосмолпарафиновых отложений, диспергированных в водной фазе. Показано, что глобулы остаточной нефти имеют диаметр от 0,1 до 10,0 мкм. Остаточная нефть, проникая в более крупные капиллярные каналы ПЗП, постепенно коалесцируя и накапливаясь, может снизить приемистость скважины до полного прекращения закачки.

Закачиваемые воды должны быть совместимы с пластовыми. Наличие механических примесей иногда связано с нарушением стабильности вод. Это может быть следствием необратимых химических реакций, сопровождающихся выпадением твердых солей из пересыщенных растворов. Происходит это обычно при смешении вод разного состава, химически несовместимых друг с другом. Для предотвращения образования и осаждения солей, не следует допускать смешения вод различного состава.

Ограничение или исключение возможности смешения вод различного состава является технологическим приемом предотвращения солеотложения и в нефтепромысловом оборудовании.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения. Возможность использования различных вод для заводнения нефтяных месторождений в значительной степени определяется взаимодействием этих вод с породой коллектора.

В качестве вытесняющего агента для разработки продуктивных пластов нефтяных месторождений предпочтительно выглядят собственно пластовые, сеноманские и подтоварные воды.

Таким образом, учитывая средненабухающий тип цемента, можно сказать, что использование подтоварной воды для системы ППД не будет иметь значительного отрицательного влияния. Применение же пресной речной воды может привести к увеличению набухания цемента продуктивных коллекторов Ванкорского месторождения.

Высокая дисперсность и значительная удельная поверхность глинистых частиц усиливают обменные реакции, что может вызвать дезагрегацию и отрыв глинистых минералов от обломочных зерен с последующим вовлечением их в приток, что также может привести к частичному закупориванию фильтрующих каналов.

Исходя из того, что Ванкорское месторождение находится на III этапе разработки и имеет развитую систему заводнения, ее усовершенствование заключается в выборе технологии воздействия на пласт и ПЗП, изменения химического состава закачиваемой жидкости и применения технологий, который позволят увеличить нефтеотдачу и не потребуют больших экономических затрат, как например при строительстве новых нагнетательных скважин и разработки системы их размещения

### 3.11 Выбор технологии воздействия на пласт

Данные особенности геолого-физического строения пласта позволяют рекомендовать для увеличения нефтеотдачи достаточно большой спектр технологий физико-химического воздействия. Учитывая, что разработка объекта производится горизонтальными и наклонно-вертикальными скважинами, а технологии ФХ МУН на объекте еще не применялись, для первых опытно-промысловых работ необходимо применять такие технологии и составы воздействия на пласт, которые представляют собой однородные системы, не содержащие дисперсных частиц и не способные подвергаться гравитационному и седиментационному разделению в горизонтальном стволе скважин. В этом плане в первую очередь необходимо рассмотреть технологии полимерного воздействия, по которой имеется большой опыт положительного применения как зарубежными, так и российскими нефтяными компаниями. В связи с повышенной обводненностью пласта Як-III-VII, необходимо для эффективной добычи уменьшить данный фактор, который влияет на конечное нефтеизвлечение [32].

На текущий момент существуют множества методов для борьбы с обводненностью. Учитывая опыт мировых и российских компаний в данном аспекте, самыми эффективными методами повышения охвата заводнением за счет регулирования подвижности нагнетаемой воды являются потокоотклоняющие технологии и полимерное заводнение пласта.

Рассмотрим потокоотклоняющие технологии. Для эффективной реализации данной технологии, большое значение имеет правильный выбор скважин кандидатов, отбираемых по следующим критериям:

- высокий коэффициент обводненности добываемой продукции скважин;
- сильное отставание отбора извлекаемых запасов от текущей обводненности;

- наличие значительных остаточных запасов нефти, недостаточно эффективно разрабатываемых методом заводнения;
- высокое среднее значение текущей нефтенасыщенной толщины.

Таблица 3.4 – Критерии применимости потокоотклоняющих технологий

Характеристика	Реком. интервал	Ср. знач. для Як-III-VII
Пластовая температура, °С	<120	34
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<500	8,9
Средняя проницаемость, мД	>20	480
Послойная неоднородность $k1/k2^*$	>4	9,4
Расчлененность $Kp$	>2	12,2
Обводненность-отбор НИЗ, пункт %	>10	44
Обводненность, %	>70	68
Компенсация, %	~100	87

Потокоотклоняющие технологии относятся к физико-химическим методам увеличения нефтеотдачи. Работы по выравниванию профиля приемистости, иначе говоря, расхода вытесняющего агента, в нагнетательных скважинах направлены на регулирование процесса разработки нефтяных залежей. Главные цели выравнивания — увеличение охвата пласта заводнением по толщине, перераспределение объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом. Перед процессом проводят комплекс гидродинамических и геофизических исследований, в том числе с применением индикаторов. Для ограничения либо полного отключения воздействия вытесняющего агента на отдельные



интервалы пласта или пропластка по толщине, обработки проводят с применением временно изолирующих материалов. Это могут быть суспензии или эмульсии, осадкообразующие растворы, гелеобразующие или твердеющие материалы на органической или неорганической основе, в том числе водные растворы. Во всех случаях должна быть предусмотрена возможность восстановления первичной, до обработки, приемистости обрабатываемого интервала пласта. В случае необходимости проводят работы по восстановлению и повышению приемистости слабопроницаемых пропластов.

Суть метода: для изменения направления фильтрационных потоков путем закачки водоизолирующих составов в высокопроницаемые промытые зоны с целью их изоляции и образования водонепроницаемого экрана, тем самым направляют потоки в низко проницаемые пропластки.

Главная цель на данном этапе — изоляция водонасыщенной трещины специальным химическим веществом – гелантом. Это достигается путем продавки геланта в матрицу по трещине и размещение геланта в водопромытую часть матрицы с последующей сшивкой. После процессов сшивания геланта, образовавшийся гель изолирует эту часть. И это приводит к увеличению охвата заводнением.

Движение жидкости по объекту, вероятнее всего, осуществляется по разветвленной сети трещин с линейным характером фильтрации закачиваемой воды. Исследования, проводимые на высокоприемистых скважинах, показывают, что значения проницаемостей, рассчитанных из скоростей прихода индикатора, варьируются в широком интервале и достигают значений в  $388 \text{ мкм}^2$ , что на несколько порядков превышает проектное значение проницаемости  $0,471 \text{ мкм}^2$ , т.е. выявленные каналы фильтрации относятся к развитым трещиноватым системам высокопроницаемых каналов.

Второй этап включает в себя непосредственное воздействие на матрицу. После того как мы изолировали трещины, можно начинать процессы увеличения вязкости воды. Это достигается путем полимерного заводнения. Тем самым мы

выравниваем фронт вытеснения с проникновением полимера в низкопроницаемый интервал. И дальнейшее вытеснение нефти будет происходить из плохо дренируемых областей, так как, увеличивая вязкость вытесняющего агента, мы увеличиваем коэффициент охвата.

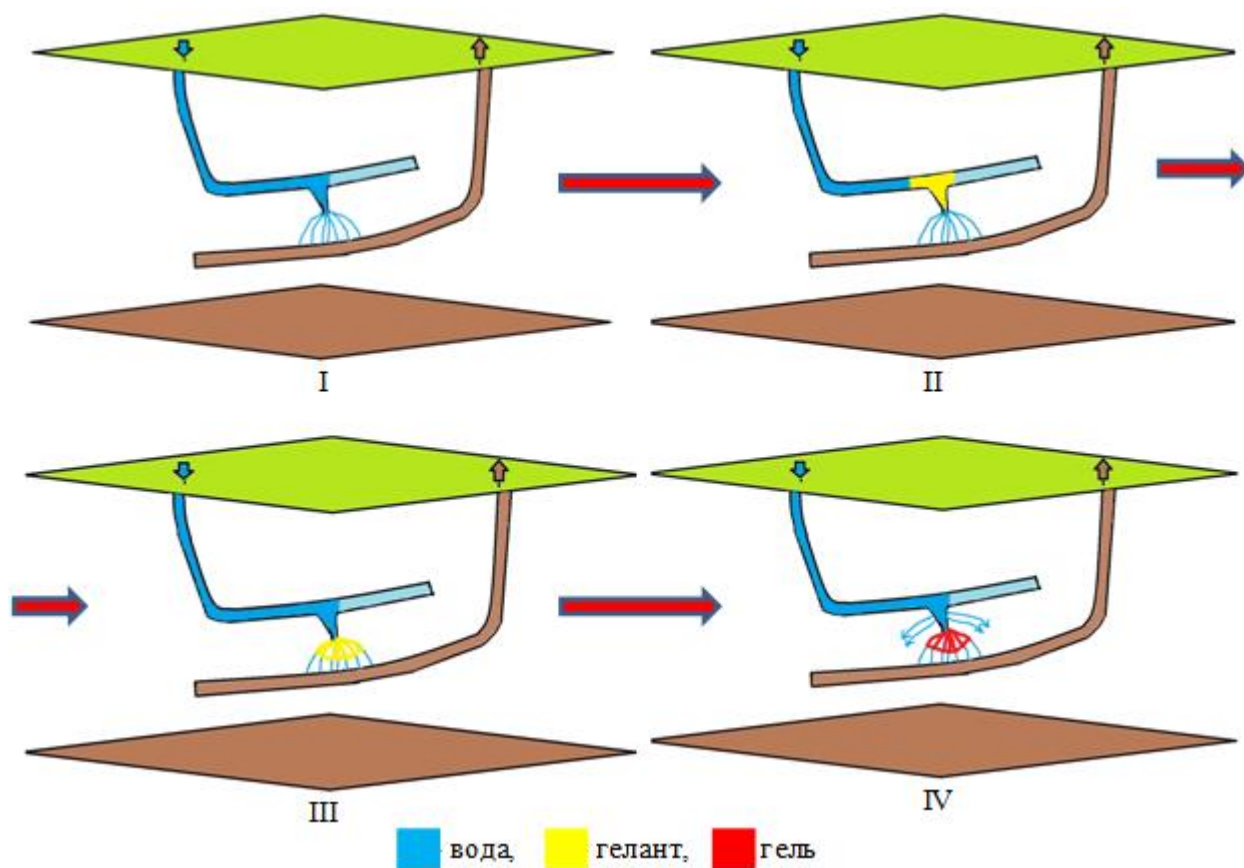


Рисунок 14 — Схема размещения геланта

### 3.12 Выбор полимера и режима полимерного заводнения

В процессе внедрения методов увеличения нефтеотдачи накоплен богатый опыт применения различных полимеров. Наибольшую эффективность показало применение биополимеров(полисахаридов), ксантановой смолы, полиакриламида или частично гидролизованного полиакриламида.

В отечественной практике наиболее полное представление о характере воздействия на пласт и пластовый флюид имеется о заводнении

полиакриламидом. Физико-химические свойства данного полимера наилучшим образом считаются с данным пластом, а также пластовой водой и ее свойствами.

Необходимый размер оторочки при заводнении полиакриламидом должен быть выбран в пределах 40-50% пор (может быть уточнен в процессе обработки пласта) с концентрацией полимер 0,1%, что приведет к увеличению вязкости воды до 3-4 мПа·с, что приведет к стабилизации фронта вытеснения и выравниванию вязкостей пластовой нефти и рабочего агента.

Выбор режима заводнения с использованием полимера определяется такими показателями как прирост добычи нефти, сокращения закачки воды и расход полимера. Выбор осуществляется между постоянной закачкой полимера в пласт и периодической и предполагает экономическое сравнение показателей.

Таблица 3.5 – Сравнение постоянной и периодической закачки полимера

Режим	Постоянный	Периодический
Прирост добычи нефти, %	27.89	27.26
Сокращение закачки воды(относительно обычного заводнения), %	-74.2	-57.65
Расход полимера(безразмерная величина)	2.99	1.99

Из Таблицы видно, что постоянный режим закачки не дает существенного прироста добычи нефти, однако требует значительного расхода полимера, что является экономически невыгодно. Таким образом, периодический режим закачки полимера в пласт является экономически выгодным.

### 3.13 Расчет коэффициента излечения нефти в зависимости от вязкости вытесняющего агента.

Вязкость полимерной оторочки определяется из выражения:

$$\mu_{\text{по}} = \mu_{\text{в}} \cdot (1 + 0,93 \cdot 10^3 \cdot C + 0,74 \cdot 10^6 \cdot C^2) \quad (1)$$

где  $C$  – концентрация полимера;

$\mu_{\text{в}}$  – вязкость воды;

$\mu_{\text{по}}$  – вязкость полимерной оторочки;

Имеем вязкость полимерной оторочки  $\mu_{\text{по}}=4,06$  мПа\*с

Содержание остаточной нефти, после полимерного заводнения определяется соотношением:

$$S_{\text{н.ост.}}^* = S_{\text{н.ост.}} \cdot (1 - 100 \cdot C)^3 \quad (2)$$

Примем  $S_{\text{н.ост.}}=0,306$  д.ед.

После полимерного заводнения имеем уменьшение остаточной нефтенасыщенности до 0,223 д.ед.

Исходя из уменьшения остаточной нефтенасыщенности можно пересчитать увеличение коэффициента излечения нефти:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}} \quad (3)$$

где КИН – коэффициент извлечения нефти;

$K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения;

$K_{\text{охв}}$  – коэффициент вытеснения;

$K_{\text{зав}}$  – коэффициент заводнения.

Для получения нового КИН нужно пересчитать коэффициент вытеснения:

$$K_{\text{ВЫТ}}^* = \frac{1 - S_{\text{Н.ОСТ}}^* - S_{\text{В.ОСТ}}}{1 - S_{\text{В.ОСТ}}} \quad (4)$$

где  $S_{\text{В.ОСТ}}$  – остаточная водонасыщенность.

Проведя математические расчеты по формуле 4, получаем результат в формуле 5:

$$K_{\text{ВЫТ}}^* = 0,71 \quad (5)$$

Коэффициент охвата и коэффициент заводнения зависят от большого числа параметров пласта, разработки и самого флюида, поэтому для упрощения расчета следует принять их произведение как константу, для расчета которой требуется посчитать  $K_{\text{ВЫТ}}$ , для расчета КИН при стандартном заводнении:

$$K_{\text{ВЫТ}} = \frac{1 - S_{\text{Н.ОСТ}} - S_{\text{В.ОСТ}}}{1 - S_{\text{В.ОСТ}}} \quad (6)$$

где  $S_{\text{Н.ОСТ}}$  – начальная остаточная нефтенасыщенность.

$$K_{\text{ВЫТ}} = 0,6 \quad (7)$$

Теперь, когда известен  $K_{\text{ВЫТ}}^*$ , можно подсчитать произведение коэффициента охвата и коэффициента заводнения по формуле:

$$K_{\text{ОХВ}} \cdot K_{\text{ЗАВ}} = \frac{\text{КИН}}{K_{\text{ВЫТ}}} \quad (8)$$

Проведя математические расчеты по формуле 8, получаем результат в формуле 9:

$$K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}} = 0,76 \quad (9)$$

Итак, исходя из значений полученных выше, можно подсчитать новый КИН\*:

$$\text{КИН}^* = K_{\text{выт}}^* \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}} \quad (10)$$

$$\text{КИН}^* = 0,543 \quad (11)$$

Таким образом, КИН, полученный при применении полимерного заводнения больше, чем при обычном заводнении:  $0,543 > 0,462$

## **4 Безопасность и экологичность**

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны со взрывопожароопасными веществами, токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред здоровью человека, а также нанести вред экологической системе.

Работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности.

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

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

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

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Основные элементы производственного процесса, формирующие

опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 4.1 [1].

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК;	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли;	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более

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 [2].

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

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев  $-41^{\circ}\text{C}$ , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с.

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

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

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой

поверхностью, допускающей легкую очистку.

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.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С[3].

#### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

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

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда[4].

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

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

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup> [5].

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.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [17]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2 [6].

Таблица 4.2 – Характеристики производственного освещения

Характеристики	Оборудование и значения
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

Окончание таблицы

Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении[7].

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные

очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [8]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками. [10]

#### 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3 [9].

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м <sup>3</sup>
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О <sub>2</sub>	4
Сероводород в смеси с углеводородами С <sub>1</sub> —С <sub>5</sub>	3
Окончание таблицы	
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С <sub>1</sub> —С <sub>10</sub>	300
Хлор	0,1

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

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [10].

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [11].

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности [11].

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно действующим нормативным Правилам[15].

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[11].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

#### 4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [2].

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Гг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ [16].

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

В таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [2].

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/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим	Обладает наркотическим действием

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

- огнетушитель пенный – 8шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м<sup>3</sup> – 4шт.;

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

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [13].

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

В АО «Ванкорнефть» разработан «План ликвидации аварий», текст которого содержит порядок действий ответственных лиц, их контакты, а также список необходимых технических средств и материалов. Данный документ разработан с целью предотвращения аварийных ситуаций.

Данный план содержит данные о возможном объеме и типе разливаемой жидкости, а также информацию о типах технических средств и материалов, которые необходимы для предотвращения случаев с разливами нефти. Также в тексте документа указана потребность в рабочей силе и ряд мероприятий, которые направлены на эффективное предотвращение разливов, в том числе больших.

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны

аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5[14].

Таблица 4.5 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

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

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.

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

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крышки);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов.
- 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 проводится восстановление нарушенных земель.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены вопросы, посвященные анализу способов усовершенствования системы заводнения на Ванкорском месторождении.

В процессе работы над данной тематикой были рассмотрены, просчитаны и проанализированы следующие темы:

- система поддержания пластового давления на Ванкорском месторождении: проведен анализ текущей системы ППД, рассмотрены и проанализированы используемые рабочие агенты, а также возможные рабочие агенты, их свойства и химический состав; выявлены их недостатки, а так же отобран лучший вариант из доступных.

- методы усовершенствования системы заводнения: рассмотрены возможности использования потокоотклоняющих технологий в совокупности с полимерным заводнением.

- выбор наиболее подходящего полимера в учетом фильтрационно-емкостных свойств пласта, минерализации пластовой воды, финансовой возможности и предполагаемого увеличения отбора нефти.

Использование рассмотренных в работе методов усовершенствования заводнения позволит увеличить коэффициент извлечения нефти, а также уменьшить остаточную нефтенасыщенность пласта, что приведет к повышению конечной прибыли без крупных затрат на дорогостоящие реагенты и технологии.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АГРП – авто-гидроразрыв пласта
- ГИС – геофизические исследования скважин ГНК – газонефтяной контакт
- ГК – гамма-каротаж
- ГТУ – газотурбинная установка
- ГТЭС – газотурбинная электростанция ЗКЦ – за колонная циркуляция
- КИН – коэффициент извлечения нефти КРС – капитальный ремонт скважины ЛУ – лицензионный участок
- ЛМ – локатор муфт
- НКГМ – нефтегазоконденсатное месторождение НКТ – насосно-компрессорная труба
- НПС – нефтеперекачивающая станция
- ОФП – относительная фазовая проницаемость ПГИ – промыслово-геофизические исследования ПО – программное обеспечение
- РГД – расходомер глубинный дистанционный РИР – ремонтно-изоляционные работы
- СТД – скважинный термокондуктивный дебитомер СГП – скважинный геофизический прибор
- УВ – углеводороды
- УПСВ-С – установка предварительного сброса воды – Север УПСВ-Ю – установка предварительного сброса воды – Юг ЦПС – центральный пункт сбора
- ICD – устройство контроля притока (inflow control device)

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.-Введен 01.01.76. – Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР 1974 г.

2.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

3.СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование». Введен 01.01.2004 г. –Постановление госстроя России.

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

5.ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности. – Введен 01.01.1983 г. – Постановление государственного комитета СССР по делам строительства 20.08.1981

6.Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).

7.СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». - Введен 25.03.2009 г. - Техническим комитетом по стандартизации ТК 274 "Пожарная безопасность"

8.ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введен 01.07.90 г. - Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам

9.ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». – Введен 30.04.2009 г. - Зарегистрировано в

Минюсте РФ 17 февраля 2009 г.

10. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013 г.

11. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. - 28.06.1976 г. – Постановление Государственного комитета Совета Министров СССР.

12. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». – Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 280

13. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям». - Введен 01.05.2009 г.

14. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56

15. (ПУЭ-7), Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и др.

16. ПУЭ Глава 7.3 и федеральному закону от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

17. ГОСТ 12.1.003-83 Допустимые уровни шумов в производственных помещениях. – Введен 01.07.84 г. – Разработан Центральным Советом Профессиональных Союзов.

18. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г., Большаков Л.А. «Ограничение водопритоков в скважинах при заводнении», - М.: ВНИИОЭНГ, 1977г.

19. Воробьев В.Д., Ткаленко Р.А. «Методы регулирования разработки многопластовых месторождений», - М.: ВНИИОЭНГ, 1977г.

20. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З. Разработка нефтяных месторождений.- М.: 1994.
21. Еронин В.А., Литвинов А.А., Кривоносов И.В., Голиков А.Д. Эксплуатация системы заводнения пластов.- М.: Недра. 1973 - 200 с.
22. Тронов В.П., Тронов А.В. «Очистка вод различных типов для использования в системе ППД».- Казань: Фэн. 2001 - 560 с.
23. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов.- М.: Недра. 1987. - 247 с.
24. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Изд.2.-М.: Недра. 1975. - 253 с.
25. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.:Недра. 1978 - 448 с.
26. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис». 2001 - 544 с.
28. Бобрицкий И.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности.- М.: Недра. 1965 - 215 с.
29. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.И. Бухаленко.- М.: Недра, 1983 – 399 с.
30. Дон Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Перевод с англ. магистр геологич.ф-та МГУ ти. М.В. Ломоносова, инженер-разработчик нефтяных и газовых месторождений компании «Шлюмберже» Ю.А. Наумов. Второе изд., доп. Москва. 2001 – 143 с.
31. Джеймс Ли, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Перевод с англ. к.т.н. Вольпин С.Г., к.т.н. Шулятиков И.В., Москва. 2008 – 365 с.

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

33.Технологическая схема разработки Ванкорского месторождения, ОАО «НК «Роснефть». Москва, 2006г.

34.Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. ЗАО «Ванкорнефть», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». Март 2013г., 709с.