

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

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев

подпись

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**ПОВЫШЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ С ПОМОЩЬЮ ДОПЕРФОРАЦИИ
ХВОСТОВИКОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ
ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н

Е.Л. Морозова

Выпускник _____
подпись, дата

Д.С.Шеретько

Консультанты:

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 кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись
« _____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

Студенту Шеретько Дмитрию Сергеевичу

Группа ЗНБ14-04БВ1.

Направление подготовки - 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль подготовки - 21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Повышение выработки запасов с помощью доперфорации хвостовиков горизонтальных скважин на примере Ванкорского нефтегазового месторождения»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Е.Л. Морозова, доцент, к.т.н, кафедра РЭНГМ СФУ

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

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Повышение выработки запасов в условиях Ванкорского месторождения;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____

Е.Л. Морозова

подпись

Задание принял к исполнению _____

Д.С. Шеретько

подпись

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Повышение выработки запасов с помощью доперфорации хвостовиков горизонтальных скважин на примере Ванкорского нефтегазового месторождения» содержит 81 страницу текстового документа, 22 рисунка, 21 таблицу, 28 использованных источников.

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ПЕРФОРАЦИЯ, ЗАРЕЗКА БОКОВЫХ СТВОЛОВ, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКВАЖИНЫ, РАДИАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ.

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

Целью работы является выбор оптимальной технологии по интенсификации притока к горизонтальным скважинам в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения для повышения коэффициента извлечения нефти.

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	12
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов	15
1.5 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и конденсата	16
1.6 Запасы углеводородов.....	17
2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения	19
2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения	20
2.2 Анализ состояния фонда скважин	28
3 Повышение выработки запасов в условиях Ванкорского месторождения..	32
3.1 Методы увеличения нефтеотдачи	34
3.2 Методы интенсификации притока к скважинам	43
3.3 Доперфорация хвостовиков горизонтальных скважин	55
4 Безопасность и экологичность.....	66
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	66
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	68
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	70
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	72
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	73
4.7 Экологичность проекта	77
Заключение	79
Список сокращений	80
Список использованных источников	81

ВВЕДЕНИЕ

Опережающая выработка запасов нефти, сосредоточенных в высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторах, накопление остаточных запасов в низкопроницаемых зонах коллекторов, быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора, все эти явления создали необходимость совершенствования применяемых технологий заводнения и нефтевытеснения, так как традиционные снизили свою эффективность.

Неравномерной выработке запасов нефти способствовали высокая неоднородность и расчлененность коллекторов, а также неравномерный охват заводнением в силу значительного различия приемистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин как по площади, так и по разрезу эксплуатационных объектов.

В конечном счете, при вступлении месторождений на позднюю стадию разработки активное заводнение способствует образованию многочисленных застойных зон, тупиков, слабо вырабатываемых участков и слоев с отличающимися по объемам значениями остатков запасов нефти и промытых зон.

В этих условиях отмечается повышенный объем отбираемой жидкости (повышенная обводненность), что влечет к резкому росту затрат на электроэнергию, транспорт и переработку добываемой продукции.

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

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

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

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

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



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

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

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

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс.т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по

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

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

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

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

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

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

В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на ЦПС предусмотрена ГТЭС, установленной электрической мощностью 206,4 МВт (располагаемой электрической мощностью 154,8 МВт), с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт. В составе ГТЭС предусмотрено шесть рабочих и два резервных газотурбинных агрегата. Электроснабжение объектов Ванкорского НГКМ от ГТЭС предусмотрено по ВЛ 10 кВ, 35 кВ, на площадочных объектах-потребителях электроэнергии предусмотрены понижающие подстанции.

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

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

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

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны

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

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

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

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

Ниже рассмотрены основные свиты, слагающие месторождение.

Меловая система (нижний мел - К1)

Нижнехетская свита (K1nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита, представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроито-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 залегают 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 залегают на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослойки 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 залегают на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Толщина свиты составляет 233-271 м.

1.3 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

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

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

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

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

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

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая.

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

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

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

Таблица 1.1 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-1030	-1650			-2400	-2670	-2750
Тип залежи	Пластовый, сводовый, литологически-экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый, литологически ограниченный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	терригенный, поровый						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	208730	34620*	72466*	274966	17996	329455	290305
Средняя общая толщина пласта, м	44,5	12	6	94	36	54,9	72,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	12,2	3,8	2,6	9	-	-	14,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	2,3	3,8	17,3	5,3	7,3	17,4
Абсолютная отметка ГНК/ГВК, м	-976	-1579,9/-1585	-1596,9	-1600;-1616	-	-	-2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	от -1581,6 до -1688,9	от -1607,9 до -1635,6	от -1632,1 до -1657,5	-2378,8	от -2646,0 до -2672,2	от -2748,2 до -2766,27
* Итоговая площадь нефте- и газоносных частей залежи							

1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

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

Таблица 1.2 – Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

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

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

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

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

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

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

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

1.6 Запасы углеводородов

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

- Нефти (геологические/извлекаемые):
- по категории ВС1 – 1 081 416/469 210 тыс.т;
- по категории С2 – 53 967/23 944 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 таблице 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), ³ млн.м ³
	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
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. м ³ .		180	5404,2	14889	23428	44359,8
Обводненность, %		5,5	10,1	15,7	23,3	24,3
Текущая компенсация, %		3	20	36	45,2	34
Действующий фонд добывающих скважин, ед.		72	128	177	237	237
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут.		403,9	356,2	288	259,1	259,1
Среднесуточный дебит по жидкости, т/сут.		414,0	396,2	332	342,4	342,4
Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.		3	28	46	69	69
Средняя приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут		524,8	1105,6	1140	1125,6	1125,6
Добыто фонтаном, тыс.т.		1277	6069	4829	4961	15038
Добыто с ЭЦН, тыс.т.		2363	6631	10027	13113	34242

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

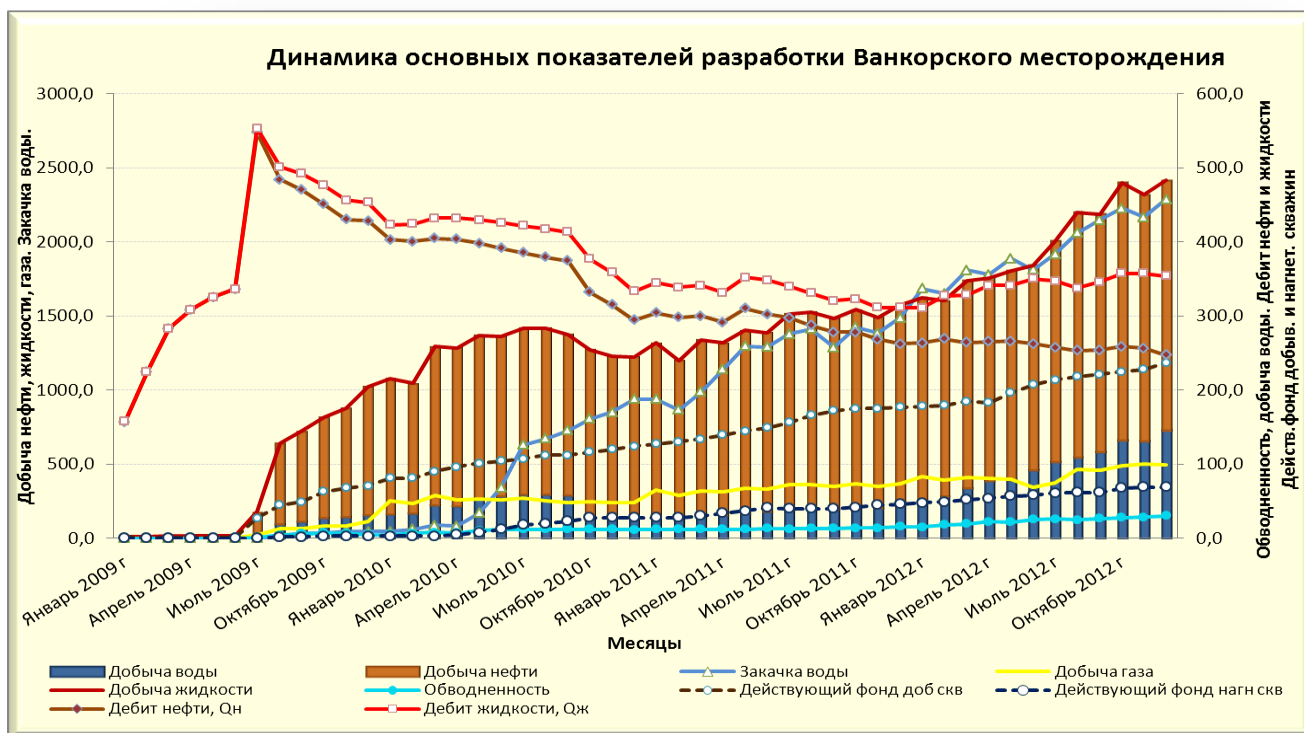


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения

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

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

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

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

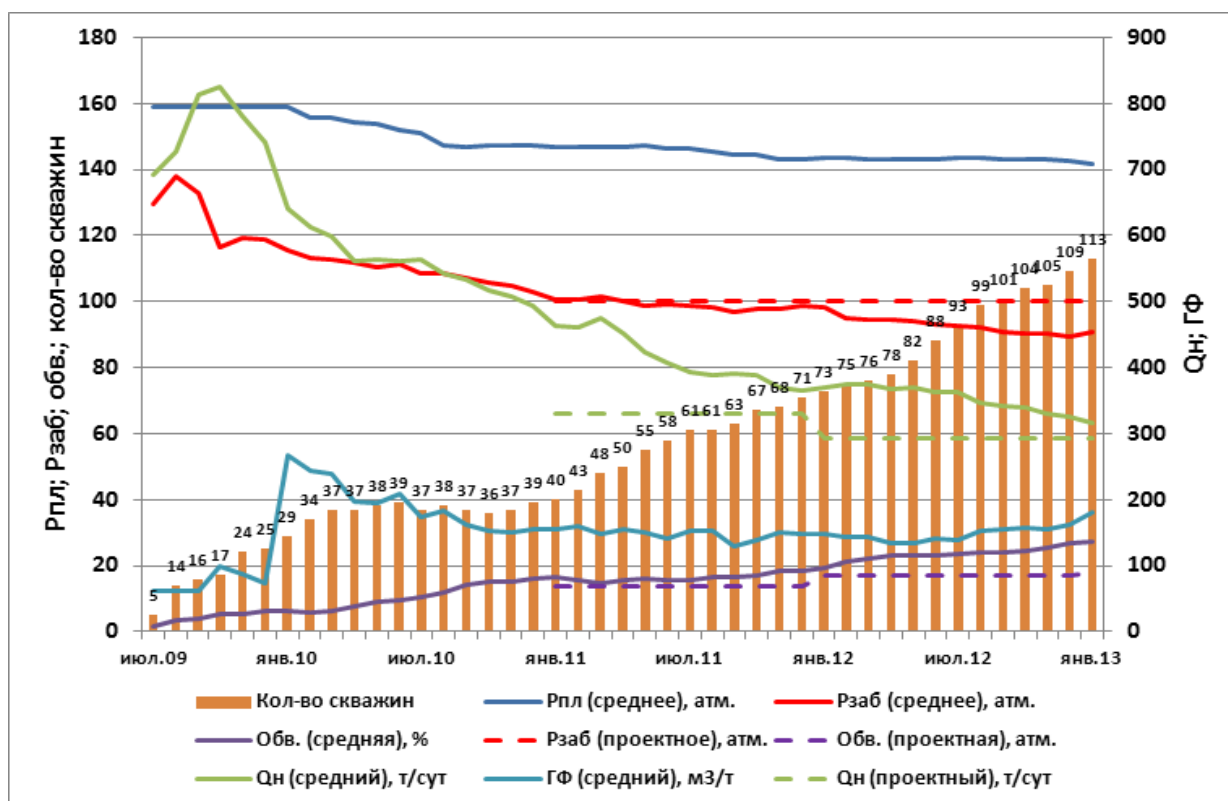


Рисунок 2.2 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, оборудованных установками ЭЦН

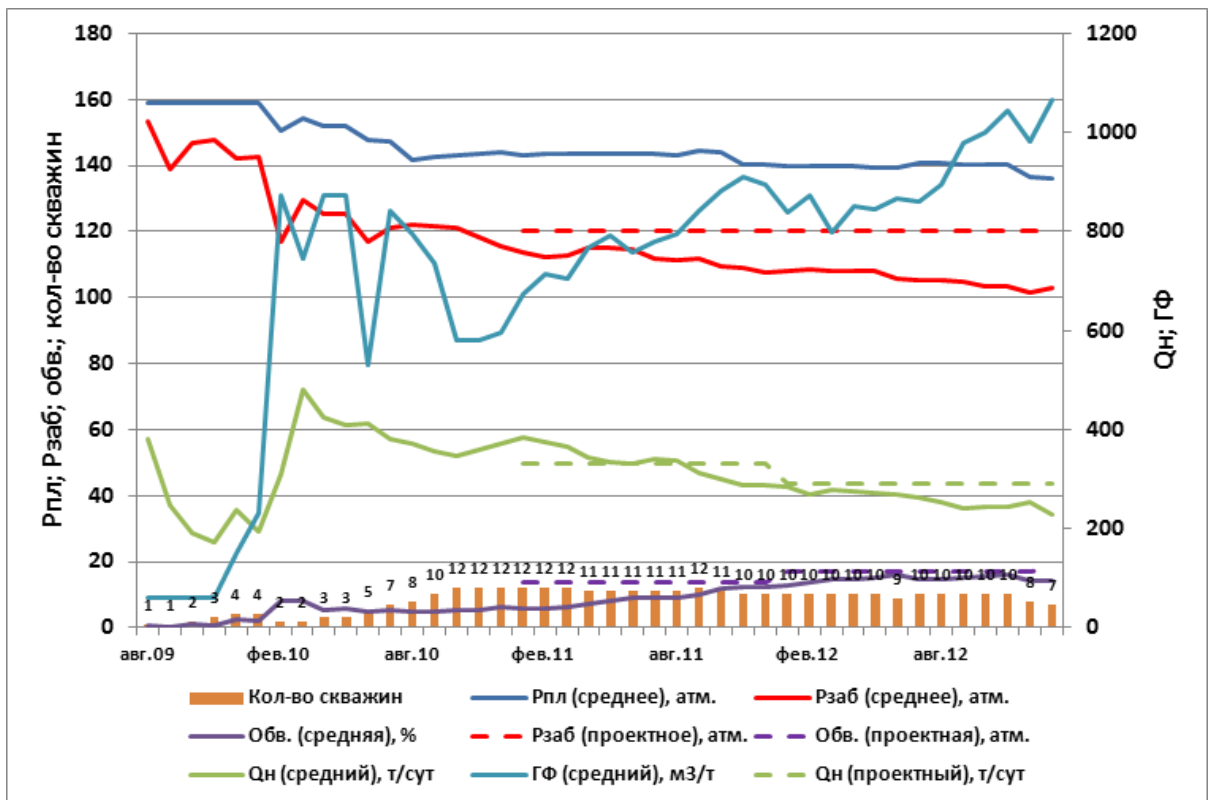


Рисунок 2.3 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Як-III-VII, работающих на фонтане

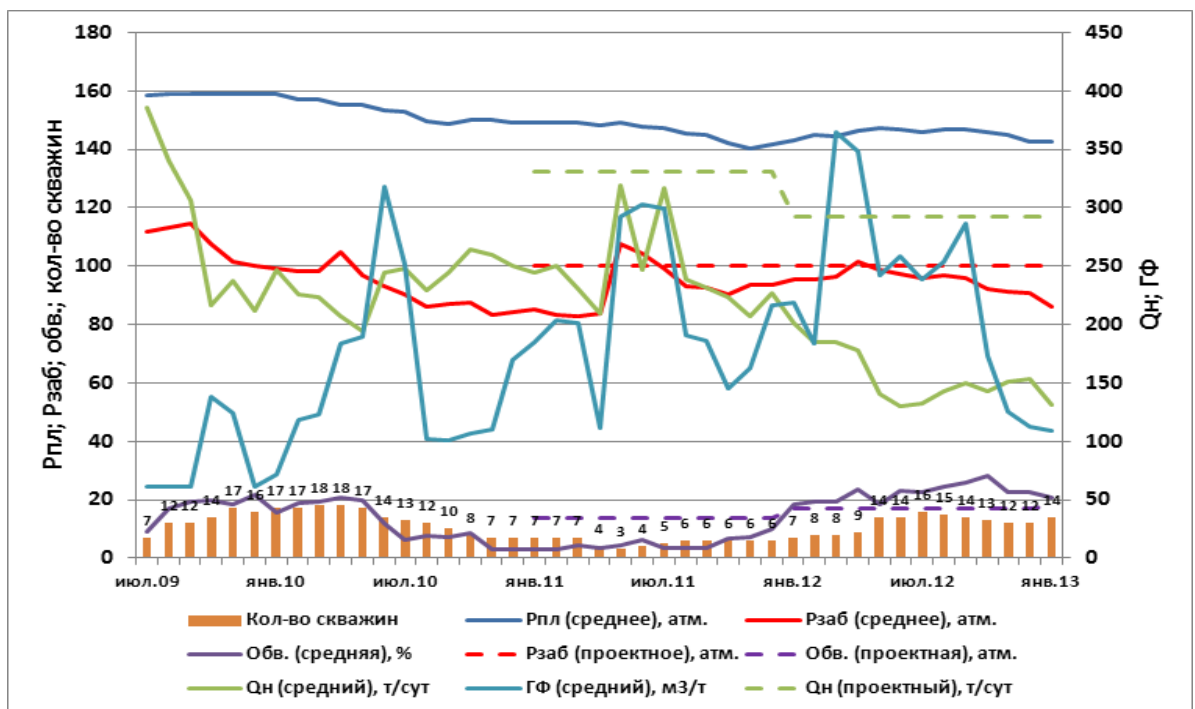


Рисунок 2.4 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Як-III-VII, находящихся в отработке на нефть и оборудованных установками ЭЦН

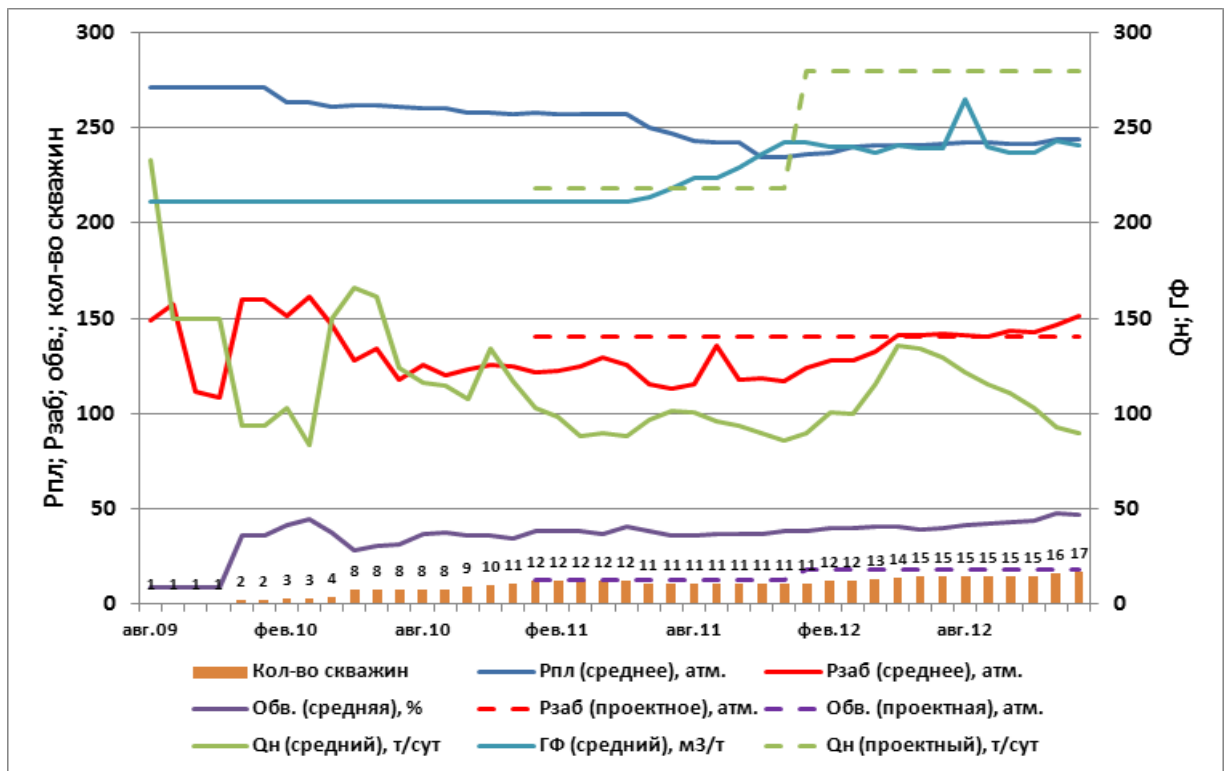


Рисунок 2.6 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-III-IV, оборудованных установками ЭЦН

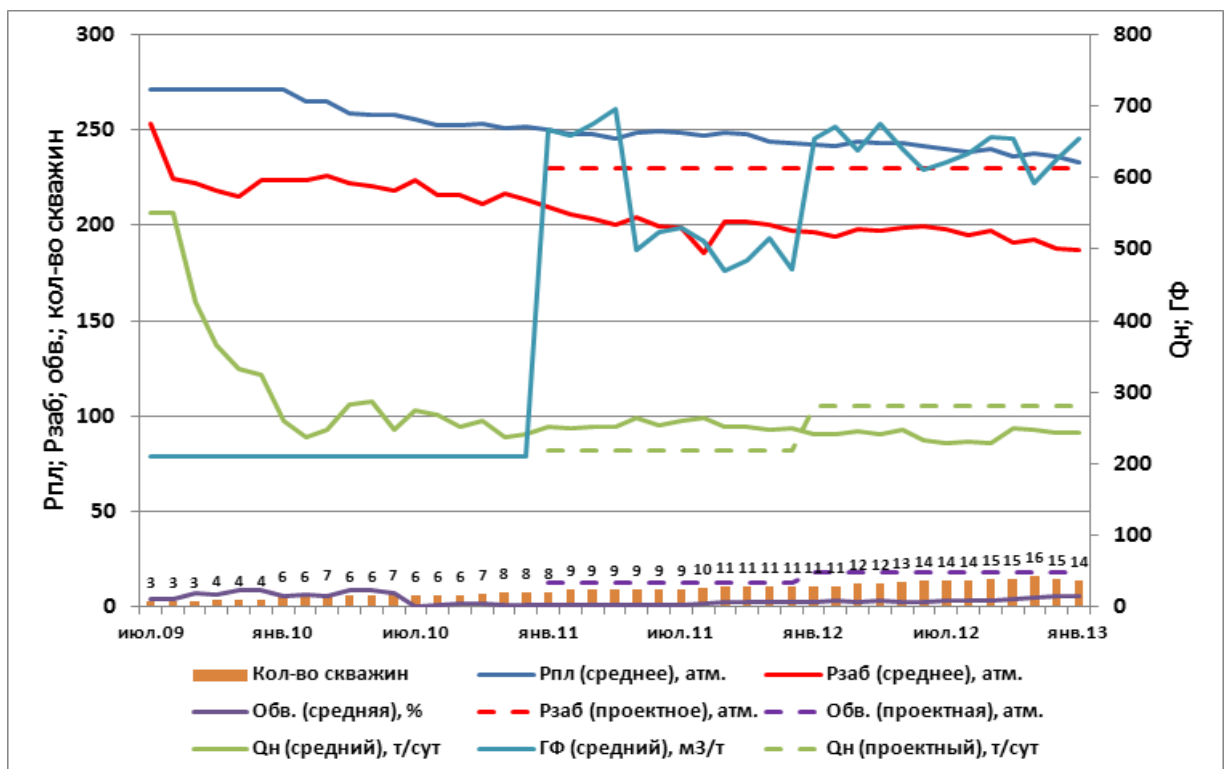


Рисунок 2.7 – Показатели состояния разработки для наклонно-направленных нагнетательных скважин пласта Нх-III-IV, находящихся в отработке на нефть и работающих на фонтане

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

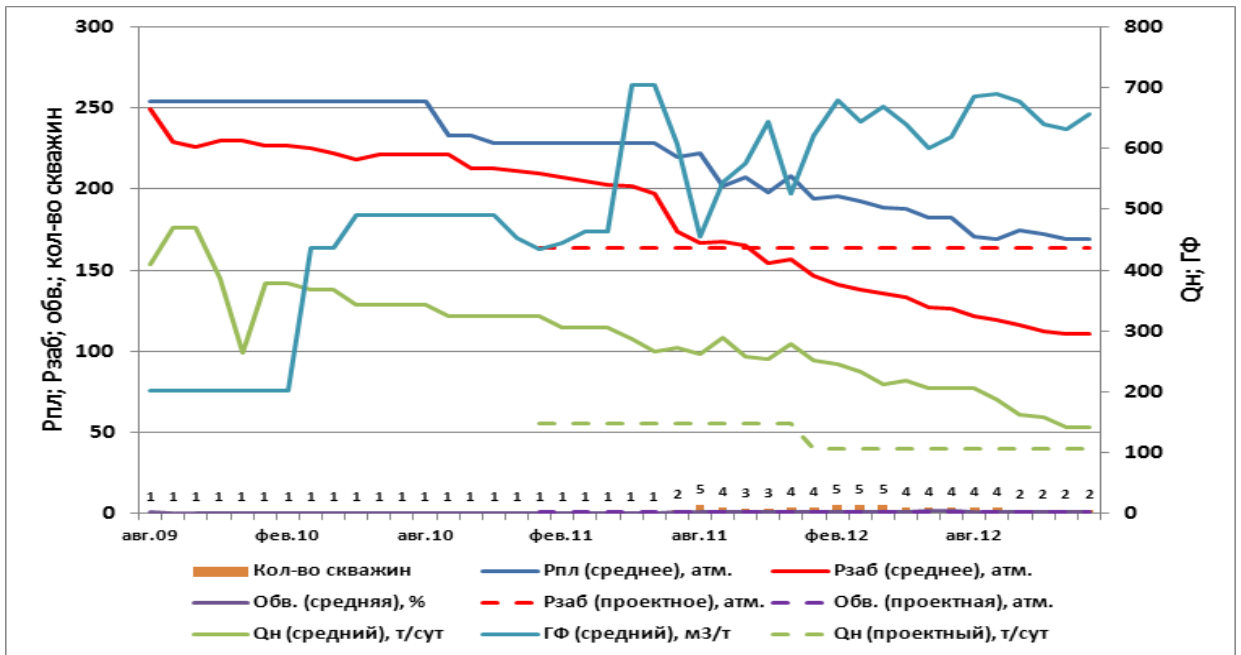


Рисунок 2.8 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-І, работающих на фонтане

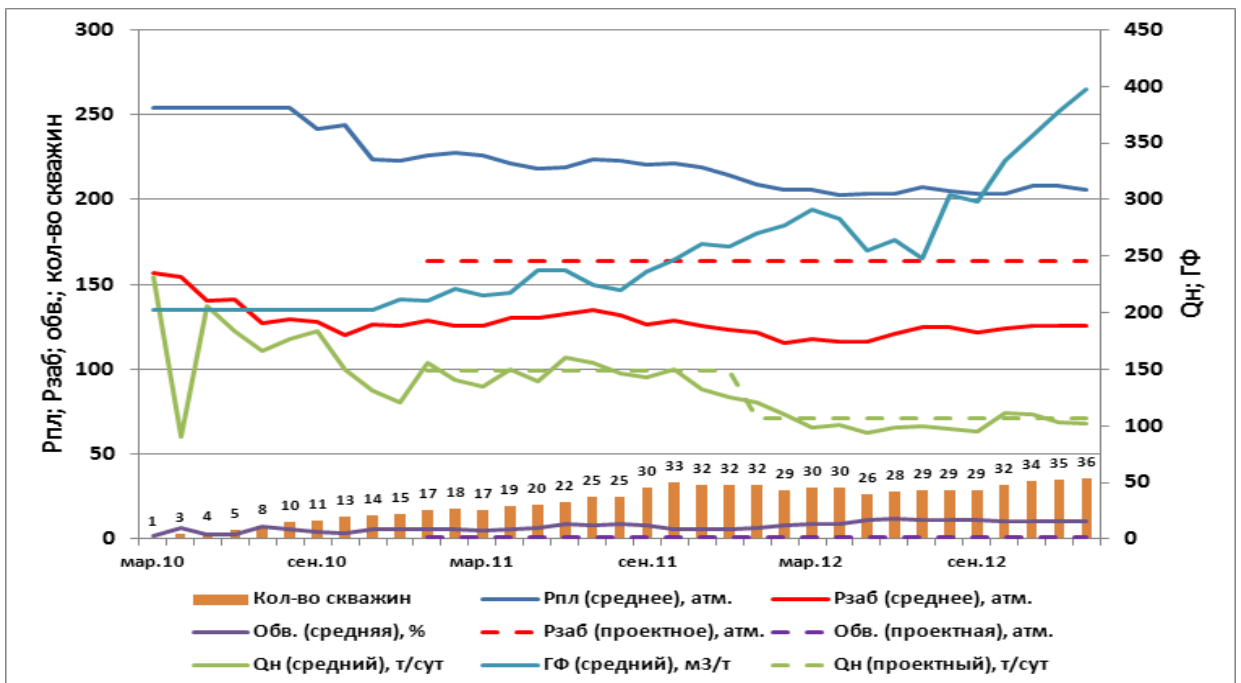


Рисунок 2.9 – Показатели состояния разработки для добывающих горизонтальных скважин пласта Нх-І, оборудованных установками ЭЦН

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 Ш- VII	Горизонтальные с ЭЦН	В 2011 году соответствовало проектному в течение всего года, с начала 2012 года наметилось его интенсивное снижение, из-за интенсификации притока на ряде скважин	Снижение довольно незначительно благодаря активности подошвенных вод и наличию сформированной системы ППД в южной и центральной частях залежи	Неконтролируемый рост с планируемых 17,1% до 27% за счет интенсивного 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)
Нх Ш- 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

Продолжение таблицы 2.2

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

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

2.2 Анализ состояния фонда скважин

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

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

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

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

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

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

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г. представлена в таблице 2.3.

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

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

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

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, 509B	300,321,331,346,351,371,452,4 53,456,463,491,528,561,923	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 01.01.2013 год

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

3 Повышение выработки запасов в условиях Ванкорского месторождения

Обеспечение полноты извлечения природного углеводородного сырья из недр откосится к одной из важных и актуальных задач нефтяной отрасли. Решение проблемы повышения выработки месторождений углеводородного сырья связано с прогнозированием и предупреждением причин формирования остаточной нефти. Известно, что к этим причинам относятся неоднородное строение коллектора, особенно по проницаемости, различия в свойствах пластовой нефти и вытесняющего агента, неоднородное поле скоростей фильтрации и градиентов давлений. Все эти причины обуславливают ускоренный прорыв вытесняющего агента в добывающие скважины, низкие коэффициенты вытеснения и охвата пластов дренированием.

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

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

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

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

- классические методы увеличения нефтеотдачи;
- интенсификация притока к скважинам;
- доперфорация хвостовиков горизонтальных скважин.

3.1 Методы увеличения нефтеотдачи

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

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

Гидродинамические методы.

К ним относятся:

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

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

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

Они сравнительно просты в реализации, не требуют больших экономических затрат и получили широкое развитие. Методы основаны на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора, за счет чего более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. Это способствует внедрению воды в зоны пласта ранее не охваченные воздействием.

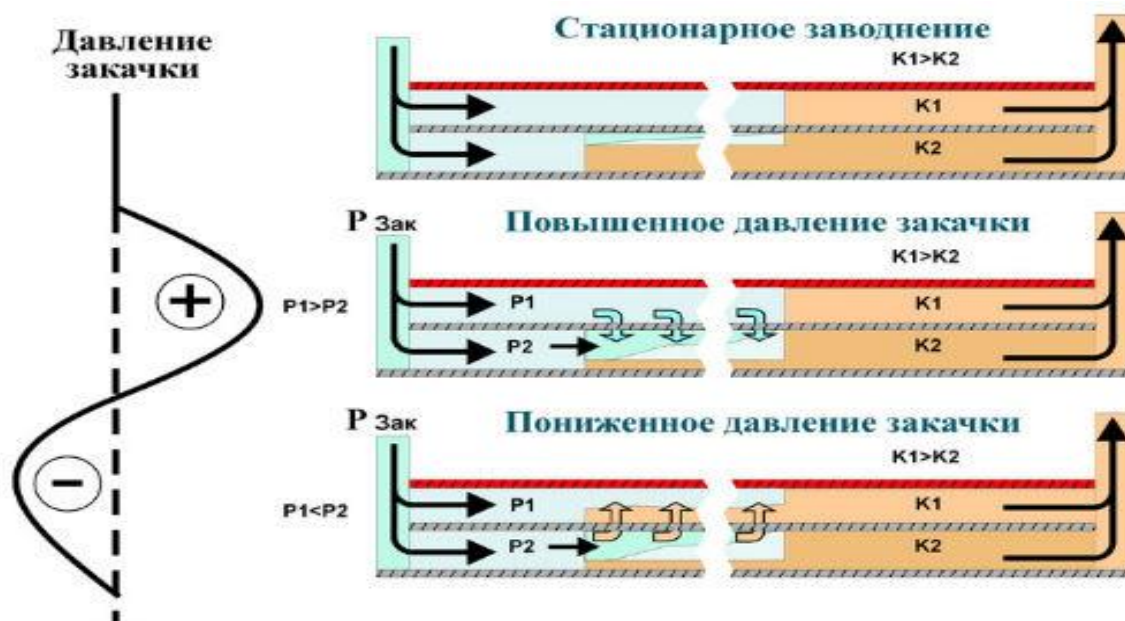


Рисунок 3.1 – Циклическое заводнение

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

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

Барьерное заводнение (рисунок 3.2) [5]. Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку

воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

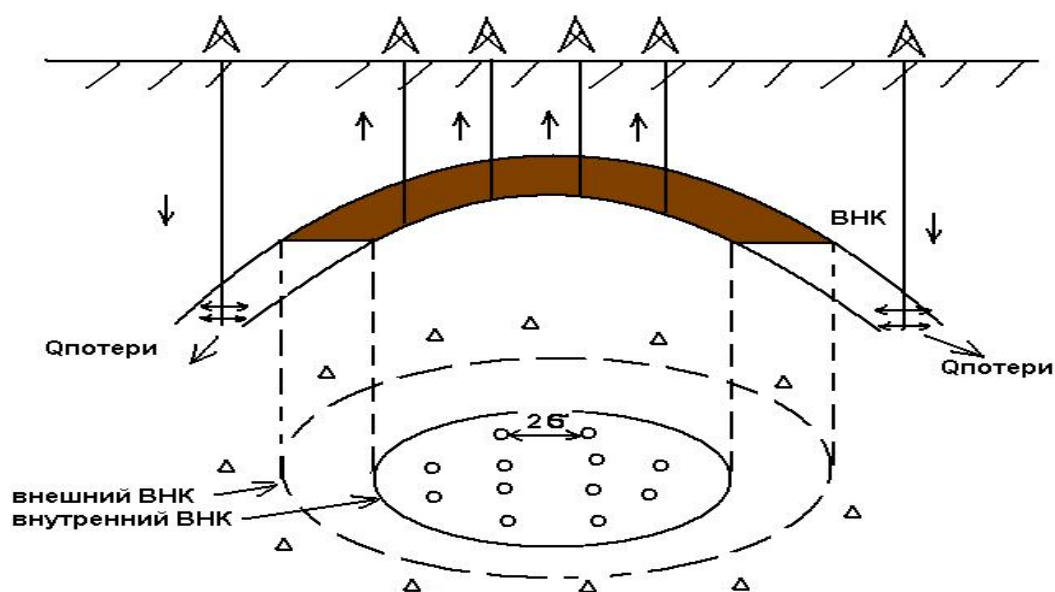


Рисунок 3.2 - Барьерное заводнение

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

Физико-химические методы

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

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

Существуют следующие технологии с использованием полимеров:

- полимерное заводнение (закачка оторочки) на неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкой нефтью, находящихся в начальной стадии разработки;
- комплексное воздействие на продуктивные пласты полимерными гелеобразующими системами в сочетании с интенсифицирующими реагентами (ПАВы, щелочи, кислота); применяется на поздней стадии разработки;
- воздействие на пласт вязкоупругими составами (ВУС) для выравнивания профиля приемистости и интенсификации добычи нефти. Особенно эффективен метод ВУС для пластов, характеризующихся резкой неоднородностью и слабой гидродинамической связью. Данный метод выравнивает проницаемость и тем самым позволяет повысить охват пласта полимерным воздействием и снизить темпы обводнения добываемой нефти;
- циклическое полимерное заводнение с использованием раствора сшитого полиакриламида, содержащего неионогенное ПАВ;
- циклическое воздействие на продуктивный пласт полимерсодержащими поверхностно-активными системами;
- щелочно-полимерное заводнение.

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

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

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

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

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

Газовые методы воздействия

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

Нагнетание двуокиси углерода. Механизм вытеснения нефти CO_2 имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Из-за значительного содержания в нефти Ванкорского месторождения асфальто-смолистых веществ и отсутствия источников CO_2 применение данного метода не рекомендуется.

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

давления смешиваемости, определенного лабораторными исследованиями (25,5 МПа). Такой процесс вытеснения будет характеризоваться высокой эффективностью.

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

Тепловые методы воздействия

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких

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

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

3.2 Методы интенсификации притока к скважинам

Гидравлический разрыв пласта

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

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

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

- опробовать технологию направленного поинтервального ГРП;
- применять схемы заканчивания скважин с использованием хвостовиков с заколонными пакерами и муфтами с последующей обработкой выделенных интервалов, что максимально увеличивает продуктивный период эксплуатации скважины, позволяя селективно изолировать нежелательные интервалы.

Схемы заканчивания скважин с использованием хвостовиков с заколонными пакерами и муфтами обеспечивают выполнение многостадийных операций ГРП в необсаженном стволе одной скважинооперацией. Механическая изоляция интервалов в комбинации с системами жидкостей разрыва обеспечивает в ходе операции ГРП точное размещение пачек проппанта. Кроме того, не требуется проводить внутрискважинные работы

после окончания работ по интенсификации. В результате, весь эксплуатационный участок ствола охватывается ГРП в ходе одной закачки, что снижает сроки выполнения работ.

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

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

Для проведения опытных работ на Ванкорском месторождении по ГРП были выбраны 4 скважины-кандидата: 724, 728 – эти скважины уже пробурены и находятся в эксплуатации; 735, 723 – бурение закончено, скважины не освоены. Выбор скважин 724 и 728 для проведения ГРП связан с низкими показателями добычи нефти, не выходом скважин на проектный уровень добычи, низкими коэффициентами продуктивности и забойными давлением ниже минимального проектного. В скважинах 723 и 735 рекомендуется технология управляемого многостадийного ГРП. Данная технология не осуществима из-за возможных утечек жидкости через фильтры хвостовика в скважинах 724 и 728, поэтому для них рекомендуется технология «слепого» ГРП.

По результатам исследований направлений максимального и минимального стрессов был сделан вывод, что все скважины пласта Нх-1 направлены перпендикулярно направлению распространения максимальных напряжений, следовательно все трещины должны быть поперечными.

Для скважин переходящего фонда было принято решение произвести перфорацию сетчатого фильтра перфораторами ЗПКО-73 БО плотностью 38 отверстий на метр с последующим ГРП в отстрелянном интервале.

На новых скважинах проводился ГРП первого интервала на перфорированном интервале с последующей отсыпкой интервала проппантом. На следующем этапе проводилась перфорация второго интервала при помощи ГНКТ 51мм с перфораторами с малогабаритными зарядами DynaWell. Аналогичные работы проводились при подготовке ГРП на третьем интервале. Параметры работы скважин и эффективность ГРП приведены в таблицах ниже (таблица 3.1 и таблица 3.2 соответственно):

Таблица 3.1 - Параметры работы скважин после ГРП на переходящем фонде (одностадийные ГРП)

Скважина	Куст	Параметры до ГРП			Расчетные параметры				Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв	Qжид	Qнефти	Обв	ΔQнефти		Qжид	Qнефти	Обв	ΔQнефти
		м ³ /сут	т/сут	%	м ³ /сут	т/сут	%	т/сут		м ³ /сут	т/сут	%	т/сут
724	7	31	24	7	92	61	20	36,8	10.06.2011	94	60	22	36,6
728	12	54	44	0	111	91	0	47	31.03.2011	111	91	0	47

На 01.01.2013 параметры работы скважин следующие: скважина №724 работает с дебитом нефти – 33 т/сут, дебит жидкости – 54.5 м³/сут. и обводненностью 39 %; скважина №728 работает с дебитом нефти 10 т/сут с обводненностью 1 %.

Таблица 3.2 - Параметры работы новых скважин с многостадийным ГРП

Скважина	Куст	Расчетные параметры			Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв		Qжид	Qнефти	Обв	% достижения
		м ³ /сут	т/сут	%		м ³ /сут	т/сут	%	
723	7	104	81	5	13.05.2011	124	82	20	100,4
735	12	86	71	0	30.05.2011	172	75	47	106

На 01.01.2013 параметры работы скважин следующие: скважина № 723 работает с дебитом нефти 39 т/сут., дебитом жидкости 69 м³//сут. и

обводненностью 44 %; скважина №735 работает с дебитом нефти 36 т/сут., дебитом жидкости 92 м³//сут. и обводненностью 61 %.

Исходя из результатов многостадийного ГРП были выделены основные проблемы при проведении данного ГТМ:

- Низкое качество заколонного цементирования горизонтальных участков;
- Риски возникновения неконтролируемых утечек через подвеску хвостовика;
- Отсутствие контроля утечек через заколонные пакера при нецементируемом заканчивании;
- Ограничение размера перфоратора проходным диаметром пакера ГРП.
- Высокие потери давления на трение в призабойной зоне;
- Несовершенство сборки многосекционных систем перфораторов;
- Ограничение максимального размера проппанта перфорационными отверстиями.
- Среднее затраченное время на проведение многостадийного ГРП (3 операции) составило 29 суток;
- Затраты времени на несовершенство технологии, увеличение длительности работ из-за проведения дополнительных операций при перфорации.
- Значительное поглощение при промывке горизонтальных участков вплоть до потери циркуляции;
- Недохождение до забоя и высокий риск прихвата ГНКТ.

По результатам работы скважины №728 можно сделать вывод о низкой эффективности одностадийного ГРП, эффект от которого продлился в течение двух месяцев. Снижение эффекта возможно связано с прекращением дренирования приобщенных маломощных низкопроницаемых пропластков, в

результате чего скважина вернулась к первоначальному режиму работы до проведения ГРП.

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

Многозабойные скважины

Первые многозабойные скважины были пробурены в России еще в начале 50-х годов прошлого столетия. Идеологом многозабойного/многоствольного бурения является А.М. Григорян: “Бурить горизонтально-разветвленные скважины по аналогии с корнями у деревьев, которые расходятся в разные стороны, чтобы увеличить свое присутствие в почве” [10]. А.М. Григорян протестировал свою теорию в 1953 году, когда в Башкирии на Карташовском месторождении Ишимбайнефти им была пробурена скважина № 66/45. А.М. Григорян пробурил основной ствол скважины до глубины 575 метров прямо к кровле продуктивного артинского яруса. После чего из этого основного необсаженного ствола он пробурил ответвления. Бурение осуществлялось без установки цементных мостов, без отклонителей, что называется «на ощупь» без каких-либо специальных инструментов. В результате скважина № 66/45 Карташовского месторождения имела 9 стволов с максимальным отходом от вертикали 136 метров (рисунок 3.3). Общая эффективная длина всех стволов составила 322 метра. По сравнению с традиционными скважинами, пробуренными на том же самом месторождении, эффективная мощность скважины № 66/45 была в 5,5 раз больше. Затраты на бурение этой многоствольной скважины были в 1,5 раза выше, при этом дебит нефти был в 17 раз больше, по сравнению с традиционными скважинами (120 м³//сут против 7 м³//сут).

Успешное бурение скважины № 66/45 дало толчок дальнейшему применению этой технологии. За период с 1953 по 1980 гг. в Советском Союзе

были пробурены еще 110 многоствольных скважин в Восточной Сибири, Западной Украине и вблизи Черного моря. Из них 30 скважин пробурил Александр Григорян. Развитие технологий многоствольного бурения в США также связано с А.Григоряном, куда он переехал в 1980-х годах, создав компанию Grigoryan Branched-Horizontal Wells.

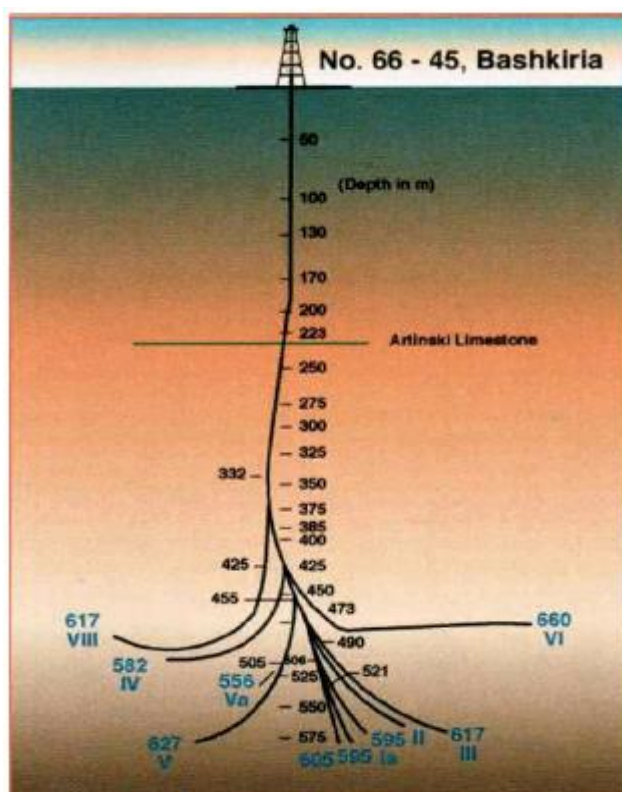


Рисунок 3.3 - Профиль скважины № 66/45 Карташовского месторождения

Широкому внедрению горизонтально-разветвленных скважин способствовали научно-технические разработки последних лет, позволяющие бурить скважины любых профилей с забойным ориентированием бурового инструмента. Развитие данной технологии привело к созданию некоммерческой организации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) [11], поставившей своей целью развитие и внедрение технологии разветвленных скважин через обучение, обмен опытом и сотрудничество. Начало этой организации было положено в марте 1997 года, когда был организован международный форум для обмена опытом бурения горизонтально-разветвленных скважин, унификации подходов и определения направления

дальнейшего развития этой технологии. Участниками этого неформального форума являлись BP, Norsk Hydro, Statoil, Esso UK, Exxon, Mobil, Phillips, Maersk, Texaco, Total, Chevron, Shell Oil, Shell International E&P, and Shell UK Expro. В 1998 году был сформирован а Joint Industry Project (JIP), результатом которого стала публикация международной классификации горизонтально-разветвленных скважин (The TAML Classification System). Вся совокупность технологий бурения различных видов многоствольных (разветвленных) скважин в англоязычных публикациях описывается термином Multi-Lateral Technology. В Российских публикациях встречаются различные термины для описания этой технологии.

ГОРИЗОНТАЛЬНО-РАЗВЕТВЛЕННАЯ СКВАЖИНА - скважина, состоящая из основного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (МСС) и многозабойные (МЗС).

МНОГОЗАБОЙНАЯ СКВАЖИНА (МЗС ответвлений). Горизонтально-разветвленные скважины можно подразделить на многоствольные) – скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений).

МНОГОСТВОЛЬНАЯ СКВАЖИНА (МСС)– скважина, состоящая из основного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом скважины находится выше вскрываемых горизонтов.

В 2015 году ОАО “Ванкорнефть” пробурила и запустила в эксплуатацию скважину № 755 куста 3 для объекта НХ-I Ванкорского месторождения. По пласту НХ1 Ванкорского месторождения наблюдается значительная неоднородность в распределении фильтрационно-емкостных свойств, как по площади так и по разрезу (рисунок 3.4), что, в свою очередь, приводит к неполному вовлечению запасов в разработку.

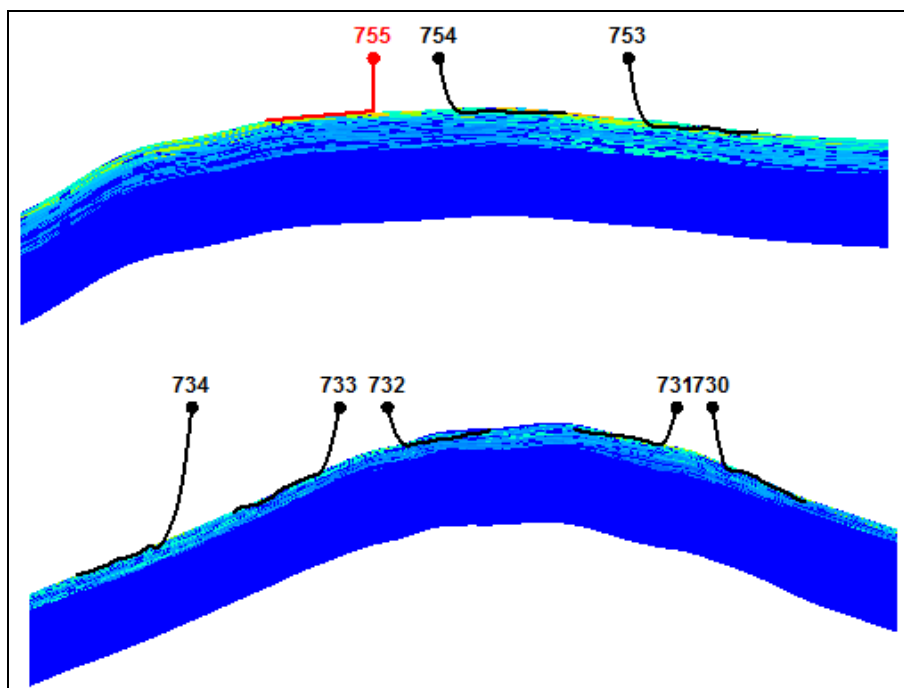


Рисунок 3.4 - Типовые геологические разрезы по проницаемости

На рисунке 3.5 представлена карта текущих отборов на карте КН пласта НХ-I Ванкорского месторождения. Как видно из данного рисунка, выработка запасов данного объекта разработки идет крайне неравномерно. Это связано с большой неоднородностью по фильтрационно-емкостным свойствам и низкой проницаемостью коллектора. В качестве мероприятий для более полного вовлечения запасов в разработку в период с 2011 по 2013 г. были проведены операции ГРП на ряде скважин (данная технология и результаты ее внедрения на Ванкорском месторождении описаны выше). Однако результатом данных работ являлось превышение плановых показателей по запускной обводненности скважин, что не позволит достичь по данным скважинам значительного прироста накопленной добычи и как следствие высокой экономической эффективности.

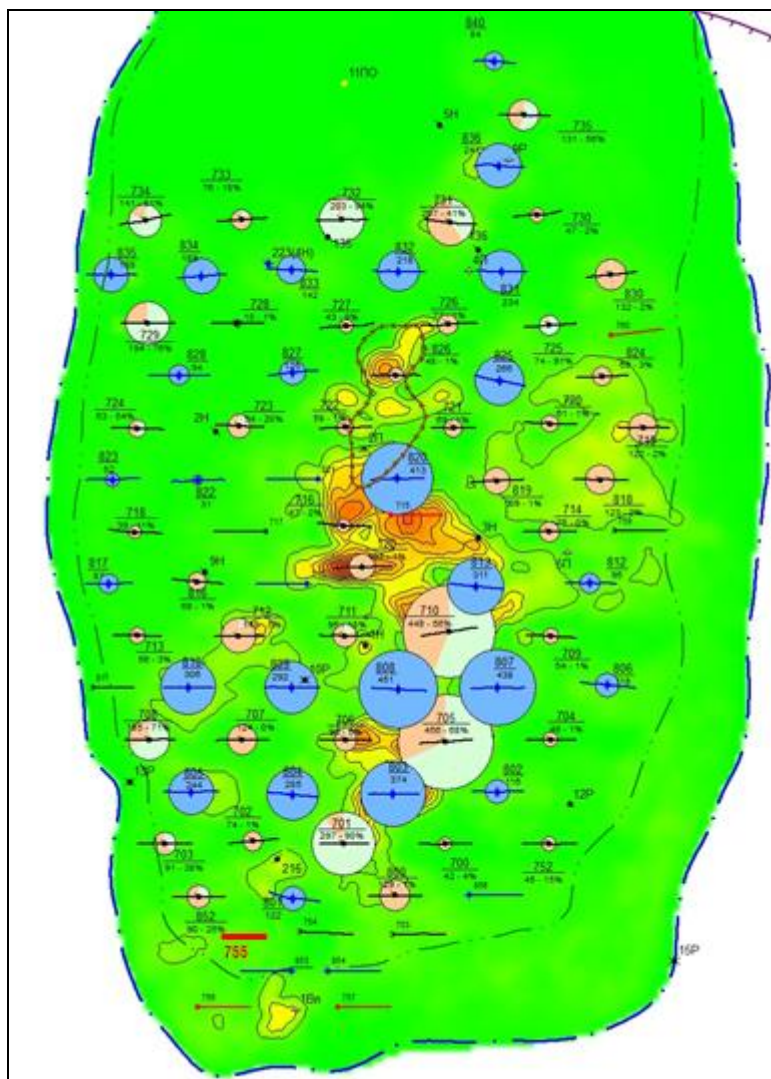


Рисунок 3.5 - Карта текущих отборов на карте КН пласта НХ-I

В качестве альтернативы было предложено использовать технологию бурения многозабойной скважины (МЗС), что позволит не только увеличить выработку в зонах с ухудшенными ФЕС, но и обеспечить приемлемые запусковые показатели по скважинам за счет прироста эффективной длины.

Инженерами-разработчиками ОАО “Ванкорнефть” [12] было проведено гидродинамическое моделирование для определения конструкции многозабойной скважины. Предварительно до начала строительства многозабойной скважины для оценки экономической эффективности рассмотрено 4 варианта:

Вариант 1 (Базовый) – без бурения боковых стволов

Вариант 2 – бурение двух боковых стволов

Вариант 3 – бурение шести боковых стволов

Вариант 4 – бурение десяти боковых стволов

По результатам оценки определен наиболее эффективный Вариант 4 с бурением десяти боковых стволов. Рост накопленной добычи для Варианта 4 (по сравнению с базовым вариантом горизонтальной скважины без боковых стволов) составил 57 тысяч тонн за 4 года эксплуатации. В таблице 3.3 представлены сравнительные результаты добычи для каждого из вариантов за 4 года.

Таблица 3.3 - Результаты расчетов гидродинамического моделирования для выбора количества боковых стволов многозабойной скважины

Месторождени	Вариант	Год начала реализации	Добыча нефти, тыс.тн				
			2015	2016	2017	2018	2019
Ванкорское	Вариант_4	2015	58	44	40	37	33
Ванкорское	Вариант_3	2015	50	39	36	33	31
Ванкорское	Вариант_2	2015	43	35	33	31	29
Ванкорское	Вариант_1	2015	39	32	30	28	26

Горизонтальная проекция многозабойной скважины №755 представлена на Рисунке 3.6. Было пробурено 8 боковых стволов диаметром долота 123.8 мм, еще один боковой ствол и материнский ствол диаметром 152.4 мм. Длины боковых стволом варьировались от 71 метра до 142 метров (таблица 3.4). На Рисунке 3.7 представлены суммарные длины стволов горизонтальных участков скважины №755. Суммарная длина горизонтальных участков диаметром 123.8 мм составила 870 метров, а горизонтальных участков диаметром 152.4 мм составила 1133 метра. Общая длина горизонтальных участков скважины №755 составила 2003 метра. Схема заканчивания скважины №755 куста 103 представлена на рисунке 3.8. Компоновка заканчивания состоит из противопесочных фильтров 114 мм, обсадной трубы (для перекрытия от точки входа в пласт до места подвески хвостовика) и пакера подвески хвостовика 127/178 мм.

На 2016 год скважина 755 работала с дебитом по нефти 141 тонн/сут. (запускной дебит 228 тонн/сут). При этом дебит по воде за данное время вырос с 5 м³/сут. до 10 м³/сут. (рисунок 3.9). Как видно из данного графика, происходит постепенный рост обводненности скважины.

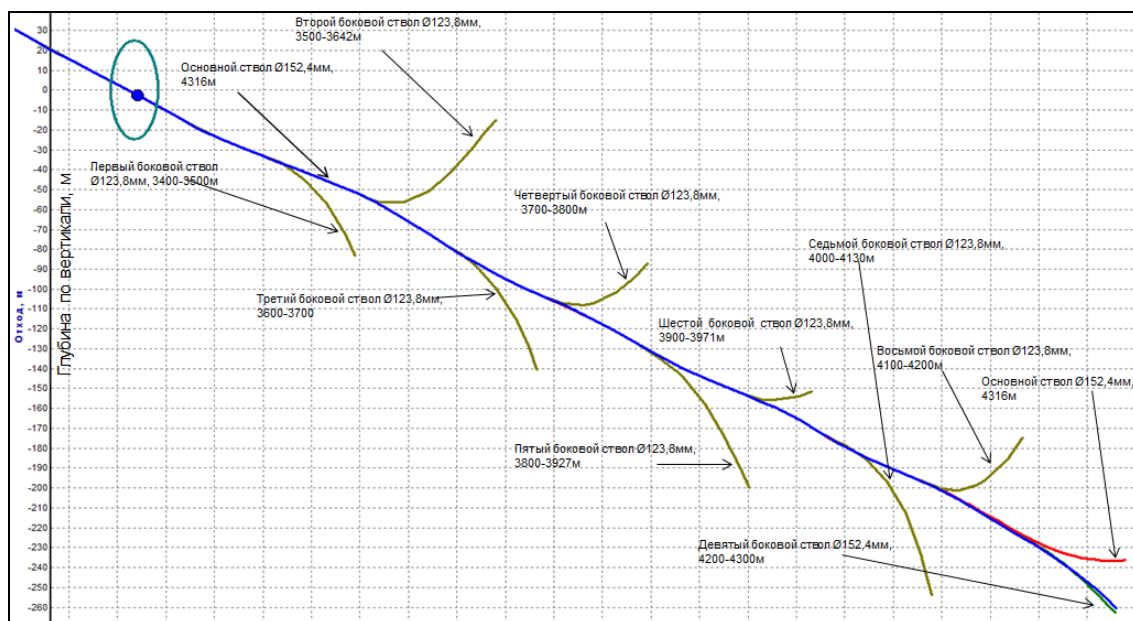


Рисунок 3.6 - Горизонтальная проекция МЗС скв.№755 куста 103

Таблица 3.4 - Описание боковых стволов скважины № 755

№ БС	Ø, мм	Интервалы МЗС, м		Длина, м
		от	до	
Основной	152,4	3283	4316	1033
1	123,8	3400	3500	100
2	123,8	3500	3642	142
3	123,8	3600	3700	100
4	123,8	3700	3800	100
5	123,8	3800	3927	127
6	123,8	3900	3971	71
7	123,8	4000	4130	130
8	123,8	4100	4200	100
9	152,4	4200	4300	100
Итого				2003

Σ Длина горизонтальных участков $\varnothing 123,8\text{мм} = 870\text{м}$
 Σ Длина горизонтальных участков $\varnothing 152,4\text{мм} = 1133\text{м}$
 Σ Длина горизонтальных участков = **2003м**
 Самый короткий БС $\varnothing 123,8\text{мм} = 71\text{м}$
 Самый длинный БС $\varnothing 123,8\text{мм} = 142\text{м}$

Рисунок 3.7 - Длины горизонтальных участков скважины №755 куста 103

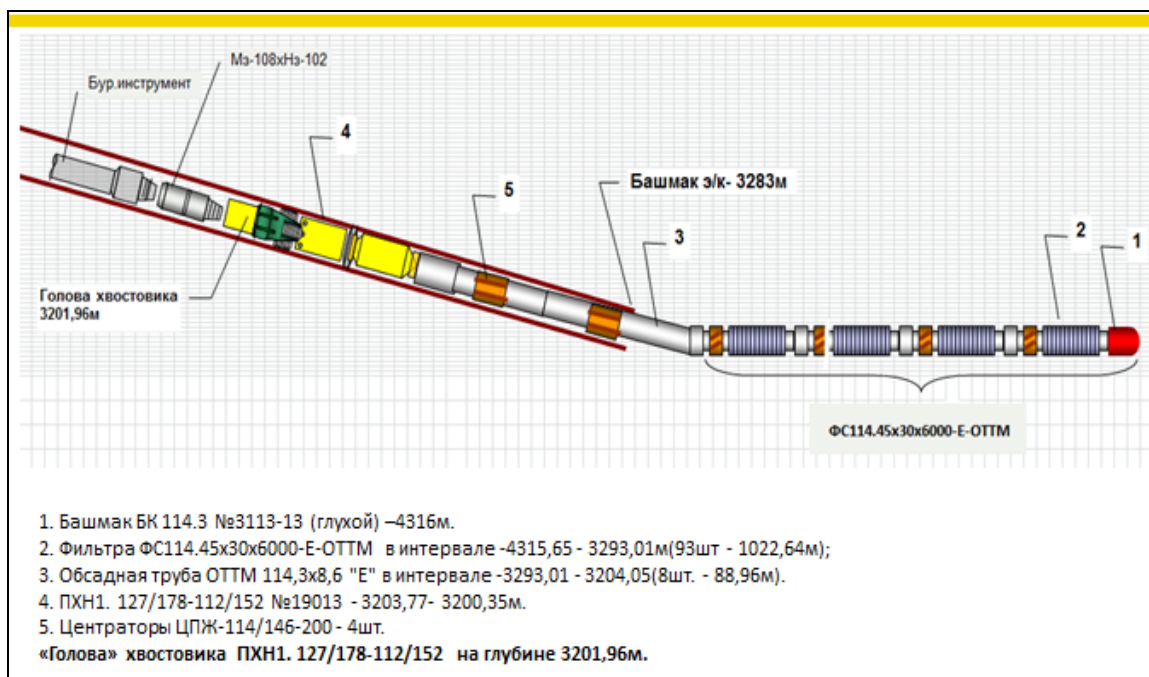


Рисунок 3.8 - Схема заканчивания скважины №755 куста 103

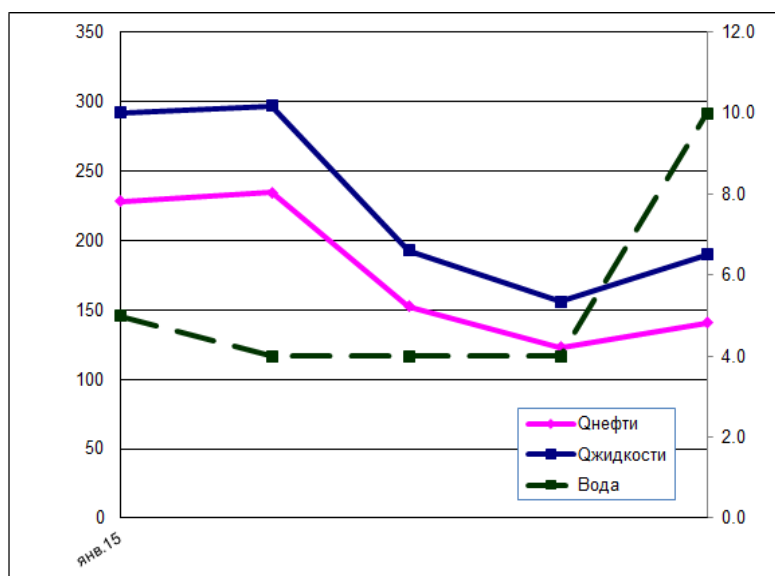


Рисунок 3.9 - Показатели работы скважины №755 куста 103

3.3 Доперфорация хвостовиков горизонтальных скважин

Обсуждаемые в предыдущей части методы интенсификации притока к горизонтальным скважинам подходят для новых скважин. Основной проблемой является повышение выработки запасов на уже разбуренных площадях. Одним из методов решения данного вопроса является уплотняющее бурение. Данный подход также применяется на Ванкорском месторождении. По результатам исследований скважин и гидродинамического моделирования оценивают наличие оставшихся целиков нефти и планируют уплотняющее бурение в данных областях. Еще одним методом является зарезбка боковых стволов с этой же целью. Данные методы достаточно затратные как в экономическом, так и во временном плане. Требуется мобилизация бурового сервиса и буровых станков для проведения подобных операций, что в некоторых случаях затрагивает планы на большое бурение.

В данной части дипломной работы предлагается использование текущих горизонтальных скважин с малой продуктивностью или с большой долей воды в продукции для выработки запасов. Обсуждаются основные проблемы при данном подходе и рекомендуются виды доперфорации хвостовика.

Типовая схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины на Ванкорском месторождении представлена на Рисунке 3.10. В компоновку хвостовика входят: пакер-подвески хвостовика 114/178 мм (подвеска устанавливается 100 метров выше башмака эксплуатационной колонны 178 мм), глухие трубы 114 мм, проволочные противопесочные фильтра 114 мм, башмак. При этом расстояние от башмака эксплуатационной колонны 178 мм до противопесочных фильтров в некоторых случаях составляет от 80 до 150 метров и больше. Данный интервал перекрывается глухими трубами, но при этом во многих случаях перекрытый интервал находится в нефтенасыщенном коллекторе.

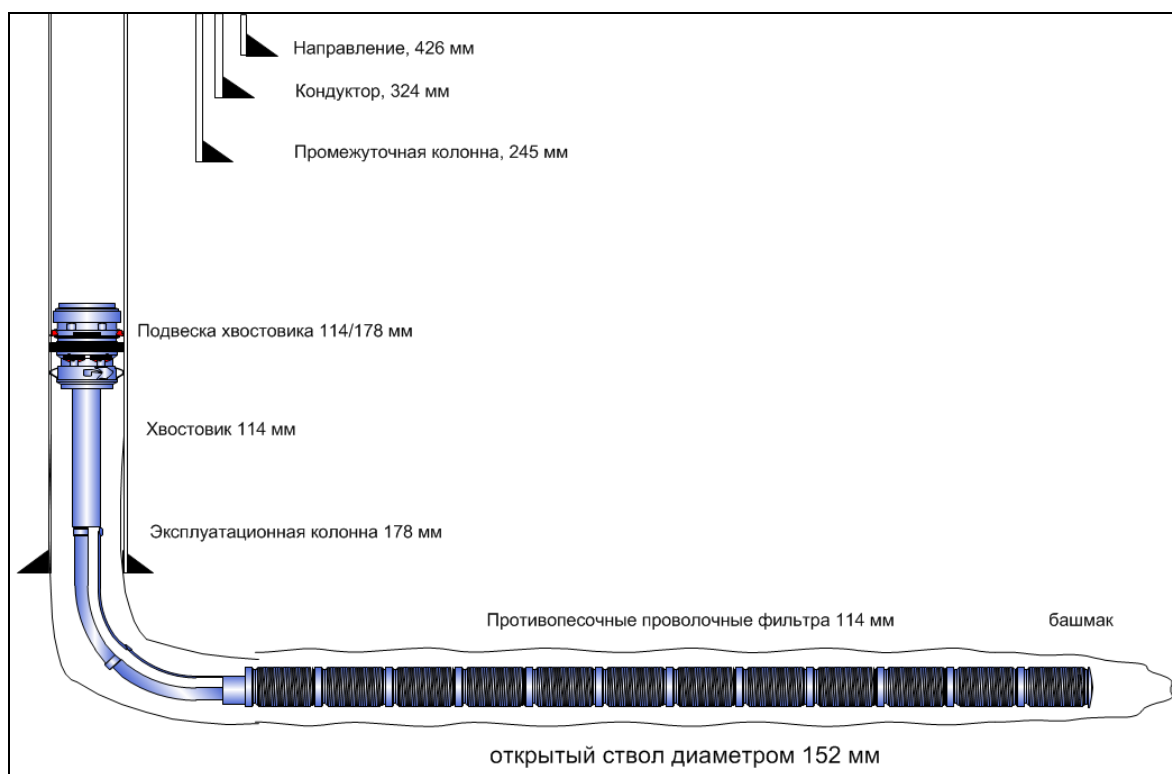


Рисунок 3.10 - Типовая схема заканчивания горизонтальной скважины

В случае значительного снижения продуктивности горизонтальной скважины, или при значительном увеличении доли воды в продукции скважины возможно провести перфорации пяточной части хвостовика для приобщения данного интервала к добыче (рисунок 3.11). Данный способ позволит выработать остающиеся запасы в пяточной области скважины, продлить срок службы данной скважины и увеличить добычу по нефти на старом фонде скважин. В случае когда происходит поднятие ВНК и ГНК вследствие выработки запасов и закачки воды, данный метод может быть очень эффективным, так как позволяет выработать запасы из поднявшейся нефтяной оторочки. Стоит внимательно подходить к выборам скважин кандидатов под данное геолого-техническое мероприятие, так как возможны проблемы с прорывами газа по пяточной части (в том числе и по заколонному камню в случае наличия нарушений целостности цементного кольца). Также возможны проблемы с выносом песка, так как фильтрация пластового флюида будет проходить через интервалы перфорации НКТ, а не через противопесочные фильтры. Возможно потребуется дополнительный противопесочный фильтр на

прием УЭЦН, либо подвеска противопесочного фильтра на пакере между подвеской хвостовика и УЭЦН. Отдельным вопросом стоит выбор технологии перфорации для данных скважин.

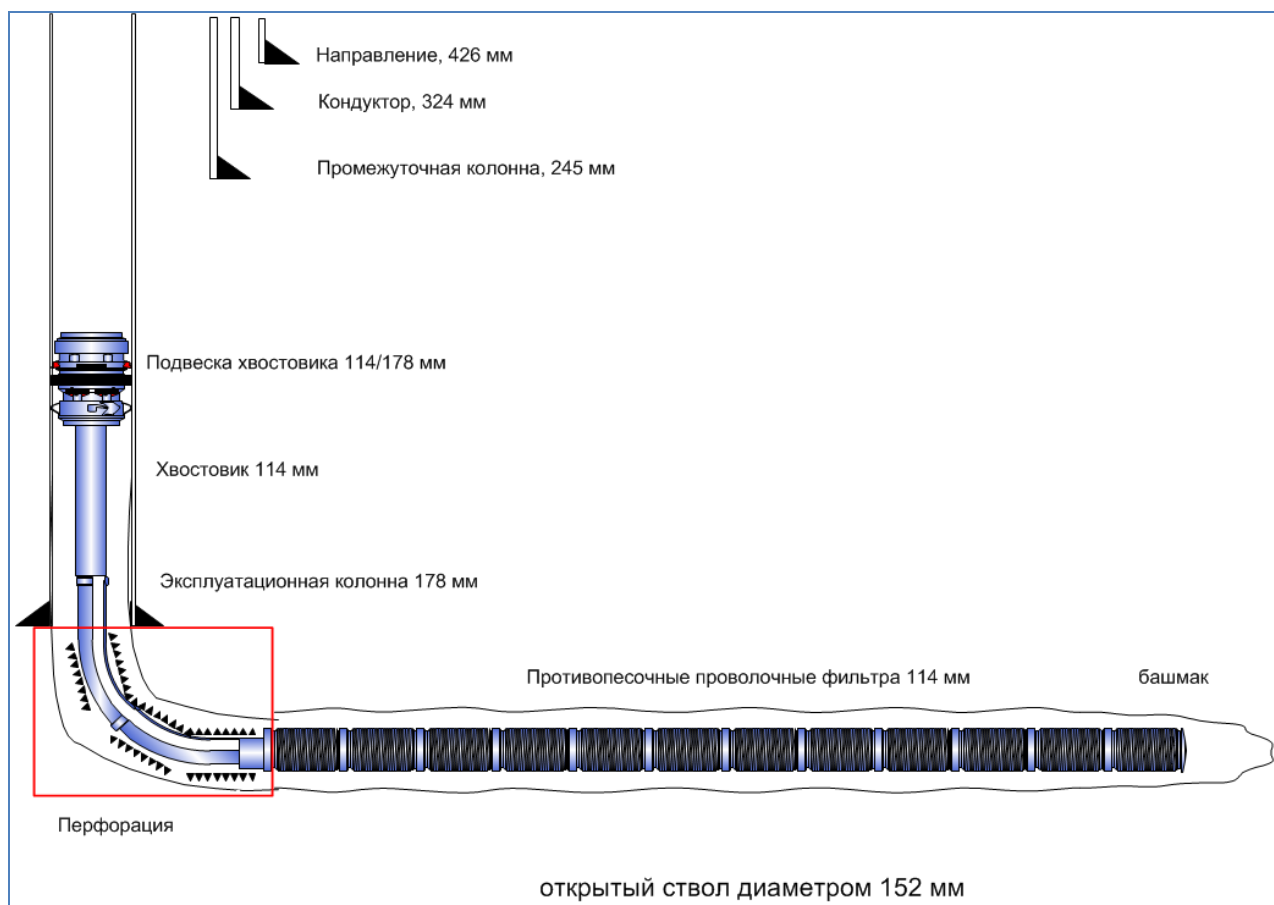


Рисунок 3.11 - Перфорация хвостовика в пяточной части

Все методы вторичного вскрытия продуктивного пласта, по принципу действия технических средств и технологий, можно разделить на следующие:

1. Взрывные (пулевые, кумулятивные, торпедные).
2. Гидродинамические (абразивно и эрозийно струйные).
3. Механические (сверлящие и фрезерующие перфораторы).

Выбор типа перфораций осуществляется с учетом возможности достижения наилучших эксплуатационных качеств скважины.

Кумулятивная перфорация

Суть эффекта кумуляции заключается в том что, благодаря выемке в заряде газообразные продукты детонации, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток, который называется кумулятивной струей. При том если выемка облицована слоем металла, то при детонации заряда образуется кумулятивная струя, состоящая кроме газообразных продуктов еще и из металла облицовки. Струя, обладая очень высокой скоростью (до 6 км/с) в головной части при соударении с твердой преградой, развивает давление до 2800 МПа, по сравнению с которым предел прочности металлов пренебрежимо мал. Кумулятивная струя смещает в сторону и уплотняет все, что находится у нее на пути.

Формирование перфорационных каналов в пласте имеет следующие особенности. При разрушении металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит около 10 % ее массы. Оставшаяся часть формируется в стержне сигарообразной формы, называемый пестом. Пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его, так как он имеет меньшую кинетическую энергию и больший диаметр, чем головная часть струи. Исходя из экспериментов примерно 15 % всех перфорационных каналов оказываются полностью закупоренными застрявшим в обсадной колонне пестом.

Хотя кумулятивная струя имеет высокую температуру (900-1000 С), плавления горной породы не происходит так как образование канала происходит за непродолжительный промежуток времени (менее 100 мкс).

Необходимым условием для образования кумулятивной струи при взрыве заряда является отсутствие в кумулятивной полости заряда какой-либо жидкости. При присутствии жидкости от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет происходить фугасное действие. Ввиду этого кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путем помещения их в индивидуальные герметичные оболочки (бескорпусные перфораторы) либо в общие герметичные корпуса (корпусные перфораторы).

При кумулятивной перфорации возникают: нарушения эксплуатационных качеств продуктивного пласта (фугасный эффект, закупорка перфорационных каналов, снижение проницаемости стенок перфорационных каналов); деформация и нарушение целостности обсадной колонны и цементного камня, что увеличивает вероятность заколонных перетоков и связанных с этим осложнений (прорыв газа, быстрое обводнение продукции и т.д.). Цементный камень снижает деформацию обсадной колонны, но перфорацию желательно производить до его полного затвердевания, чтобы предупредить растрескивание.

Пулевая перфорация

Пулевые перфораторы действуют по принципу огнестрельного оружия - пуля разгоняется по стволу за счет энергии расширяющихся пороховых газов и приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивает колонну, цементное кольцо и входит в породу, образуя канал. В его корпусе имеется: ряд стволов, заряжаемые пулями, зарядные камеры и воспламенительные устройства (электровоспламенители, электрозапалы, пиропатроны). Спуск в скважину пулевых перфораторов осуществляется на каротажном кабеле.

По последовательности выстреливания пуль перфораторы подразделяются на залповые и селективные.

По принципу устройства различают пулевые перфораторы с горизонтальным расположением стволов (т.е. перпендикулярным к продольной оси перфоратора) и перфораторы с вертикально-криволинейными стволами.

Объемы перфорационных работ по вторичному вскрытию пласта с применением пулевых перфораторов невелики. Данные перфораторы имеют следующие недостатки: недостаточная пробивная способность в условиях вскрытия пластов, сложенных из плотных пород; сложность сборки и заряжания; повышенная опасность при перевозке и обращении; малая производительность; большая масса; застревание большого количества пуль в стенках обсадной колонны и необходимость фрезерных работ для их удаления.

Торпедная перфорация

Торпедный перфоратор (ТПК) отличается от пулевого тем, что в его стволы вместо пуль вставляют снаряды. Эти снаряды пробивают обсадную трубу и цементное кольцо. Углубившись в породу, они взрываются и образуют в ней каверны и трещины. Такой метод перфорации рекомендуется применять: в плотных породах, так как в рыхлой породе вместо каверн на забое могут образоваться песчаные пробки; для вскрытия малопроницаемых коллекторов средней крепости, когда требуется увеличить проницаемость прискважинной зоны пласта.

Недостатком торпедной перфорации является то, что в стволе скважины образуются заусенцы и нарушается герметичность цементного камня в результате его растрескивания. Кроме того, как и при пулевой перфорации, многие торпедные снаряды не пробивают обсадные трубы. Поэтому в настоящее время торпедная перфорация редко применяется на промыслах.

Гидродинамические методы перфорации

При гидродинамических методах перфорации перфорация колонны, цементного камня и приствольной зоны производится высокоскоростными затопленными струями жидкости. Гидродинамические методы перфорации по типу используемых выпокоскоростных струй можно подразделить на:

Гидроструйная перфорация, при которой используются эрозионные струи - струи чистой воды, реже облегченного бурового раствора;

Гидроабразивная (пескоструйная) перфорация, при которой используются абразивные струи - струи, состоящие из жидкости, в которой содержатся во взвешенном состоянии абразивные частицы (кварцевый песок, стальная дробь и пр.).

Абразивные струи жидкости разрушают породу при значительно меньших скоростях (100-200 м/с) по сравнению с эрозионными (200-1000 м/с). Однако наличие абразивных частиц в жидкости приводит к сильной эрозии оборудования циркуляционной системы.

Гидроструйная перфорация

Достижение разрушающей способности струй без абразивных добавок при ограничении их скоростей истечения осуществляется, во-первых, за счет применения струй прямоугольного сечения, во-вторых – жестким фиксированием струи. Это и определило конструкцию гидроперфоратора, который включает гидравлический узел с насадками прямоугольного сечения и узел фиксации. Высокоскоростные затопленные струи прямоугольного сечения позволяют существенно повысить скорость создания отверстий в образцах обсадных труб по сравнению со струями круглого сечения (3 и 8 минут соответственно при плотности бурового раствора 1180 кг/м³ и перепаде давления 15 МПа). Кроме того, струи прямоугольного сечения имеют меньший темп затухания скорости по оси по сравнению с круглыми.

Ограничения - в условиях высоких гидростатических давлений столба промывочной жидкости, вследствие гашения кавитационных явлений, диаметр прорезаемых в колонне отверстий лишь незначительно (в 2-3 раза) больше диаметра струи. Эти ограничения создают сильную стесненность высоконапорной струе и ее пробивная способность уменьшается кратно.

Гидроабразивная (пескоструйная) перфорация.

Пескоструйная перфорация является эффективным способом сообщения продуктивного пласта с эксплуатационной колонной. При этом способе цементный камень не растрескивается, а в обсадной колонне не возникают опасные деформации. Способ целесообразно применять в случаях, когда другие малоэффективны:

- при малой проницаемости продуктивного пласта;
- при сильном загрязнении пристволенной зоны пласта в процессе бурения;
- в трещиноватых коллекторах;
- при необходимости вскрытия продуктивного пласта через 2-3 обсадные колонны;

– при вскрытии пластов с очень высокой температурой и давлением, за пределами термобаростойкости стреляющих перфораторов.

Радиальное вскрытие пласта

На необходимой глубине специальным инструментом в эксплуатационной колонне прорезается отверстие, затем в скважину опускается гибкая труба, на конец которой крепится шланг высокого давления с гидромониторной насадкой [13]. Струя воды, вырываясь из сопла под большим давлением, разрушает породу и продвигается по пласту (рисунок 3.12).

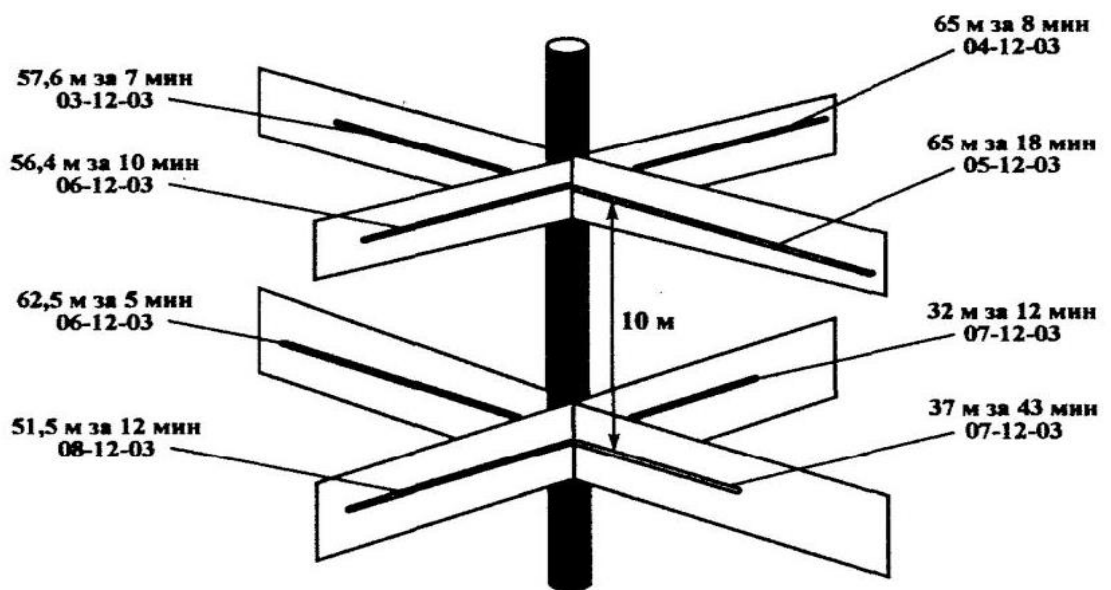


Рисунок 3.12 – Пример реализации радиального вскрытия пласта

Особенности технологии радиального бурения боковых стволов:

- используется койлтубинговая установка с гибкой трубой диаметром 30 мм;
- бурится боковой горизонтальный ствол длиной до 100 м;
- число боковых стволов неограниченно, в одной радиальной плоскости возможно расположение до 4 стволов;
- боковые горизонтальные стволы не обсаживаются.

Недостатки технологии радиального бурения боковых стволов:

- малый диаметр (до 30 мм) бокового ствола;

- отсутствие ориентирования процесса проводки бокового ствола;
- использование пресной воды не перспективно для терригенных коллекторов;
- ограничение по глубине длиной гибкой трубы.

Перфорация сверлением

Сверлящие перфораторы - это сохраняющие продуктивный пласт технологии вторичного вскрытия пластов. При таком вскрытии продуктивный пласт остается закрытым цементным кольцом (за исключением точки вскрытия), а углубления в пласт для преодоления закольматированной зоны практически нет.

В качестве альтернативы кумулятивной перфорации используется механическое просверливание перфорационных каналов с помощью электрогидромеханического устройства, спускаемого в скважину на каротажном кабеле и управляемого с наземного пульта.

Преимущества данной технологии:

- Незаменимы при перфорировании продуктивных пластов небольшой толщины (до 15 м) и при близком расположении водоносных и продуктивных горизонтов (от 1,5-3 м до 15-20 м), при эксплуатации переслаивающихся водонефтяных пластов или при создании отверстий для заливки цемента в межтрубное пространство под давлением при проведении ремонтных работ в скважинах с многоколонной конструкцией.
- Вызов притока осуществляется при депрессиях на 50-70% меньших, чем после кумулятивной перфорации.
- Сохраняется изолирующая способность цементного кольца, не испытывающего разрушающего воздействия, характерной для кумулятивной (взрывной) перфорации. Возрастает длительность межремонтного периода работы скважин.
- Геометрические параметры перфорационных каналов и их пространственное расположение позволяют точно прогнозировать гидродинамическое совершенство забоя.

– Существенным дополнением к сверлящему перфоратору является модуль угловой ориентации, предназначенный для управляемого перемещения перфоратора вокруг вертикальной оси на заданный угол.

– Недостатками существующих на данный момент сверлящих перфораторов являются большая сложность конструкции, малая длина перфорационного канала, низкая производительность работ и ограничения по глубине спуска аппарата, низкая термобаростойкость.

Гидромеханическая перфорация

Действие этого перфоратора основано на перекачивании режущего диска по стенке обсадной трубы с одновременным приложением к нему усилия, превышающего предел текучести её материала. При этом образуется продольная щель, длина которой определяется границами перемещения режущего диска.

Аппарат спускается в скважину на насоснокомпрессорных трубах (НКТ), привязывается к заданному интервалу геофизическим методом и формирует в эксплуатационной колонне продольную щель большой протяжённости, одновременно разрушая гидромониторной струёй через эту щель цементный камень и намывая вдоль неё каверну в горной породе.

Преимущества щелевого перфоратора: щадящее воздействие на эксплуатационную колонну и заколонное цементное кольцо; комплексная обработка призабойной зоны пласта; создание качественной обширной зоны вскрытия; создание надежного сообщения с пластом; проведение работ в горизонтальных и сильно пологих скважинах.

Процесс вскрытия пластов перфорацией ограничивается техническими характеристиками скважины и характеристикой самого пласта, ввиду этого существующие виды перфорации получили разное распространение. Несмотря на то, что в настоящее время широко распространены два вида перфорации: кумулятивная и пулевая (причем на долю кумулятивной перфорации приходится 90 – 95 %, пулевой 2—3 %), для данных условий доперфорации хвостовиков горизонтальных скважин рекомендуется использовать либо

гидродинамические (абразивно и эрозийно струйные), либо механические (сверлящие и фрезерующие) перфораторы . Так же возможно применение технологии радиального вскрытия.

Данные способы имеют перед взрывными способами перфорации следующие преимущества: не происходит растрескивание цементного камня и колонны, не уплотняется порода в зоне перфорации и сохраняется ее естественная проницаемость.

4 Безопасность и экологичность

АО «Ванкорнефть», является крупнейшим предприятием в сфере добычи нефти и газа Красноярского края и особо относится к решению вопросов промышленной безопасности, охраны труда сотрудников и экологическим нормам производства.

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

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

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рабочим местом оператора являются кустовая площадка, ПКУ, БТВН (АГЗУ). Работник ежемесячно подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов.

На рабочем месте оператора ДНГ выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы, представленные в таблице 4.1 [30].

Таблица 4.1 – Перечень вредных и опасных производственных факторов

№	Перечень вредных и опасных производственных факторов	Причины возникновения
1.	Тяжелые метеоусловия	Работа в условиях низкой температуры воздуха
2.	Воздействие на человеческий организм вредных веществ (кислоты, сырая нефть);	Обслуживание дозирующих насосов, трубопроводов химреагентов (пары опасных химических веществ)
3.	Повышенная загазованность	Работа ДВС, дизельных электростанций,

	(углеводородные газы, CO ₂);	разгерметизация
4.	Травмы в процессе работы	Работа на площадках на высоте выше 0,75 метров, использование грузоподъемных механизмов, низко расположенные коммуникации
5.	Укусы насекомых	Москиты, комары
6.	Производственный шум	Шум
7.	Высокое давление	Давление нефтегазосодержащей жидкости и газов в замерной установке и запорной арматуре
8.	Поражение электрическим током	Высокое напряжение в распределительных устройствах, кабелях, трансформаторах
9.	Большая взрывопожаропасность производства.	Работы с газопламенной аппаратурой (огневые работы)

В таблице 4.2 представлены возможные аварийные ситуации и их воздействия на окружающую среду [15].

Таблица 4.2 – Перечень возможных аварийных ситуаций

Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки

поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

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. [14]

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

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°-70° с.ш., составляет –10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до –57°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев -41С, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [14]

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин работающих с помощью УЭЦН

или газлифтной эксплуатации требует без присутствия операторов для контроля параметров эксплуатации, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений представлены в таблице 4.3 [29].

Таблица 4.3 – Классификация категорий работ в различный период года

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

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе [16].

Среднюю температуру производственных помещений необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С [17].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

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

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

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

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

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

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

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

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды [18].

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [19]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.4 [20].

Таблица 4.4 – Показатели производственного освещения

Характер зрительной работы	Размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение			Естественное освещение		Совмещенное освещение	
						Освещенность при общем освещении	Показатель ослепленности	Коэффициент пульсации	КЕО, ед, %			
									при верхнем	при боковом	при верхнем	при боковом
Малой точности	1-5	V	б	Малый Средний	Средний Темный	200	40	20	3	1	1,8	0,6

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников. Вместо устройства стационарного аварийного (эвакуационного) освещения допускается применение ручных светильников с аккумуляторами.

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

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой – с утепленными подшлемниками), респиратор, наушники, спецобувь и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [16, 21].

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [22].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Основные химические вещества, применяемые в цехе добычи нефти и газа, представлены в таблице 4.5 [23].

Таблица 4.5 – Вредные и опасные веществ, применяемые при добыче нефти на Ванкорском месторождении

Вещество	Химич. формула	ПДК Максимально разовая, мг/м ³	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Температура, °С		НКПР, ВКПР, % об.
					вспышки	самовоспламенения	
Органические газы и пары	C2-10 - H6-24	300	4	Вызывают неустойчивость нервной системы, зуд кожи	17 - 44	255-450	1,3/6,5
Ингибитор гидратообразований, ХПП -004, СОНГИД	CH4O	5	3	Отравление	6	440	6,98/34,7
Сероводород	H2S	10	2	Отравление	-	260	4/46
Угарный газ	CO	20	4	Удушье, головокружение	-	610	12,5/74
Ингибитор коррозии (Кватрамин)	C13N18N2O4	3	3	Отравление	40	262	-
Растворитель АСПО Пральт	C7H8	150	3	Отравление	10	290	-

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

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов – не реже двух раз за смену;

- в местах, обслуживаемых периодически, – перед началом работ и в процессе работы;

- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны – не реже одного раза за смену;

- при аварийных работах в загазованной зоне – не реже одного раза в 30 мин [24].

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

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током [25].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [26].

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II [27].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые

соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [28], вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси.

В таблице 4.6 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [24].

Таблица 4.6 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 ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

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

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.
- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

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

- огнетушитель пенный – 8 шт.;

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

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

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.1.

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

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

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

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

В таблице 4.7 представлены нормы выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам по должности оператор по добычи нефти и газа, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в АО «Ванкорнефть».

Таблица 4.7 – Нормы СИЗ для работников АО «Ванкорнефть» по должности оператор ДНГ

Наименование	Шт.	Срок службы, мес.
Каска защитная	1	36
Противогаз ППФ-5 с фильтром АЗРЗ	1	36
Костюм летний	2	12
Зимний костюм	1	24
Сапоги зимние	1	12
Ботинки летние	1	12
Перчатки полушерстяные	6	12
Шубенки	1	12
Москитная сетка	1	24
Комплект нательного белья	4	12
Футболка х/б	2	12
Носки теплые	2	6
Перчатки рабочие прорезиненные	По мере требования у непосредственного руководителя	

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

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

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

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

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин,

электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

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

Основными действиями по охране почв являются:

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

К мероприятиям, обеспечивающим снижение воздействия на животный мир, относятся: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период с целью снижения воздействия на орнитофауну; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков

материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

Природоохранные мероприятия по охране поверхностных водотоков и подземных вод включают:

- полную герметизацию системы сбора и транспортировки нефти и газа, обвалование скважин;

- систематический контроль (2 раза в сутки) за состоянием технологического оборудования;

- оборудование приустьевых площадок скважин для сбора ливневых и производственных стоков, ежеквартальный контроль за качеством воды,

- размещение буровых площадок за пределами водоохраных зон рек и ручьев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленной целью дипломной работы, повышение выработки запасов с помощью доперфорации хвостовиков горизонтальных скважин на примере Ванкорского месторождения, в работе была изучена полная характеристика геологического строения месторождения, проанализировано текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения и сделаны следующие выводы:

1. В качестве технологии выработки запасов на старом фонде горизонтальных скважин предложена технология перфорации хвостовиков в пяточной области.

2. Рассмотрены различные виды вторичного вскрытия пластов и для данной задачи предложены либо гидродинамические (абразивно и эрозийно струйные), либо механические (сверлящие и фрезерующие) перфораторы. Также возможно использование технологии радиального бурения.

3. Рассмотрены основные ограничивающие факторы и также предложены критерии по выбору скважин кандидатов для данного вида геолого-технических мероприятий.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Технологии ТЭК. - 2006. - №12. с. 30.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, 308 с.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. 596 с.
4. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.: Недра, 1996. 382 с.: ил.
5. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич В.А., Бочаров Л.С. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. В 2 т.: Т.2. М.:ВНИИОЭНГ, 1996. 350 с.
6. Иванов С.В., Бриллиант Л.С. Основные направления совершенствования физико-химического заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. с. 47-50.
7. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
8. Ефремов Е.П., Вашуркин А.И., Трофимов А.С. и др. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1986. - № 12. с. 36-40.
9. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
10. Фрайя Хосе, Омер Эрве, Пулик Том, Джардон Майкл, Мируш Кайя, Паэс Рамиро, Сотомайор Габриель, Умуджоро Кеннет. Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин // Нефтегазовое обозрение. - Весна 2003 г. – С.44 – 67.
11. Заикин И.П., Кемпф К.В., Готлиб О.Л., Ефимов С.В., Выхристюк С.В., Насыров А.М. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин в ОАО «Удмуртнефть»//ROGTEC MAGAZINE. – Март 2011 г.
12. Официальный сайт компании ЗАО Ванкорнефть [Электронный ресурс] http://www.rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern_siberia/vankorneft/
13. Распопов А.В., Новокрещенных Д.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах месторождений

- пермского края. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10.
14. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
 15. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
 16. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30)
 17. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
 18. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г.
 19. СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г.
 20. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение
 21. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.
 22. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.
 23. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.
 24. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
 25. Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204
 26. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)
 27. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
 28. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.
 29. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 и ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
 30. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы».