

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

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Методы увеличения нефтеотдачи пластов Ванкорского нефтегазового
месторождения

Руководитель _____ доцент, к.т.н.
подпись, дата

Н.Д. Булчаев

Выпускник _____
подпись, дата

К.А.Дорофеева

Консультант:
Безопасность и экологичность _____
подпись, дата

Е.В.Мусяиченко

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

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Дорофеевой Кристине Александровне

Группа ЗНБ12-04

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Методы увеличения нефтеотдачи пластов Ванкорского нефтегазового месторождения

Утверждена приказом по университету № 6612/с от 24.05.2017 г.

Руководитель ВКР Н.Д. Булчаев, канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой РЭНГМ ИНиГ 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

Перечень графического материала

Руководитель

подпись

Н.Д. Булчаев

Задание принял к исполнению

подпись

К.А. Дорофеева

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Дипломная работа содержит страниц 88, рисунков 59 , таблиц 21 , источников 22 , приложений 1.

Ключевые слова: ванкорское нефтегазовое месторождение, нефть, газ, стратиграфия, тектоника, пласты, песчаники, аргиллиты, пористость, проницаемость, методы увеличения нефтеотдачи, методы увеличения дебита, коллектор, залежь, скважина, бурение, гидроразрыв пласта, каротаж, ресурсы.

Объектом исследования являются пласты Як–III-VII группы Ванкорского нефтегазового месторождения.

Цель работы – проведение сравнительного анализа и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

В ходе работы были рассмотрены литолого-стратиграфические, тектонические, гидрогеологические условия формирования отложений Ванкорского нефтегазового месторождения. Произведена оценка их нефтегазоносности, в результате были выделены наиболее перспективные участки на месторождении для выявления залежей углеводородов.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word с использованием графических редакторов Corel Draw 11 , а также программ Microsoft Excel, Adobe Photoshop 7 и представлена на CD диске (в конверте на обороте обложки).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Географо-экономический очерк	9
2 Геологическая характеристика месторождения.....	11
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	11
2.2 Тектоника и общий структурный план	13
2.3 Нефтегазоносность.....	13
2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов.....	16
2.6 Запасы нефти и газа пластов Як–III–VII	19
3 Состояние разработки месторождения	20
3.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения	20
3.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III-VII	20
3.2.1 Геологические особенности, влияющие на процесс разработки	21
3.2.2 Режим и схема разработки	22
3.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-I	24
3.3.1 Режим и схема разработки	25
3.4. Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта.....	26
Нх-III-IV	26
4. Специальная часть.....	29
4.1. Цели применения методов увеличения нефтеотдачи.....	29
4.2. Основные МУН	31
4.2.1. ТепловыеМУН.....	31
4.2.2 Газовые МУН.....	34
4.2.3 Химические МУН	36
4.2.4 Гидродинамические МУН.....	38
4.3 Методы увеличения дебита скважин	40
4.4 Потокоотклоняющие технологии	43
4.5. Устьевое давление нагнетательных скважин	43
4.5.1 Динамика изменения устьевого давления нагнетательных	45
скважин при закачке ГПС	45
4.5.2 Оценка технологической эффективности от применения	
потокоотклоняющей технологии на объекте Як-III-VII Ванкорского	48
месторождения	

4.5. Эффективность применения МУН.....	74
5 Безопасность и экологичность.....	76
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	76
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	77
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	78
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	80
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	81
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	84
5.7 Экологичность проекта.....	85
Заключение.....	87
Список использованных источников.....	88
Приложения.....	90
Приложение А - Сводный разрез.....	90

ВВЕДЕНИЕ

Под нефтеотдачей продуктивного пласта в нефтепромысловой практике понимается степень использования природных запасов нефти. Ввиду того, что естественные запасы нефти в недрах земли небезграничны, а открытие новых нефтяных месторождений требует затраты огромных средств и времени; достижение высокой нефтеотдачи пластов уже открытых месторождений имеет исключительно важное значение для страны

Нефтеотдача пластов, или степень извлечения подземных запасов нефти, в значительной мере влияет на объем капитальных вложений в поисковое и разведочное бурение, а также на планирование прироста промышленных, перспективных и прогнозных запасов. Кроме того, знание фактической величины нефтеотдачи имеет большое значение для оценки остаточных запасов, эффективности применяемых систем разработки, перспектив и масштабов внедрения новых методов разработки на длительно разрабатываемых залежах.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%, в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

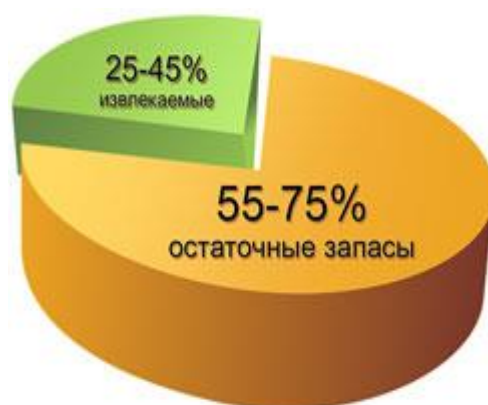


Рисунок 1 – Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти

Нефтеотдача пластов зависит от геологических условий залегания нефти в недрах, неоднородности пластов, физических свойств коллекторов и содержащихся в них жидкостей, системы разработки и методой воздействия на пласт, а также от предела экономической рентабельности эксплуатации скважин. Добыча нефти должна расти не только за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений, но и за счет увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений. Количество остаточной нефти по ряду месторождений определяется десятками и сотнями миллионов тонн. Небольшое увеличение нефтеотдачи пластов равноценно открытию нескольких крупных месторождений.

Экономические выводы, связанные с получением дополнительной добычи нефти и использованием промысловых сооружений, будут огромны. Таким образом, перспектива увеличения нефтеотдачи, т.е. решение проблемы максимального извлечения нефти из недр, является одной из крупных народнохозяйственных задач.

1 Географо-экономический очерк

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Таймырского 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 двух лицензионных участков: Ванкорского и Северо-Ванкорского. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского района.

Площадь месторождения составляет 447 кв. км. (Рисунок 2.1 Обзорная карта района работ).



Рисунок 2 – Обзорная карта района работ

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположен 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). 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 конденсатороводом с г. Дудинка. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение.

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).

В районе расположения Ванкорского НГКМ развитая централизованная система энергоснабжения отсутствует. 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.

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

Климат района резко континентальный. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветра. 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. Река Лодочная не судоходна.

2 Геологическая характеристика месторождения

2.1 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. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине забой находится в вымских отложениях средней юры. Сводный разрез приведен В ПРИЛОЖЕНИИ А.

Меловая система (Нижний мел - K_1)

Нижнехетская свита (K_{1nch}). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений.

Толщина свиты составляет 454 м.

Суходудинская свита (K_{1sd}) залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Толщина отложений достигает 601 м.

Малохетская свита (K_{1mch}) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Толщина свиты меняется от 145 м до 200 м.

Яковлевская свита (K_{1jak}) залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м до 652 м.

Нижний-верхний отделы - K_{1-2}

Долганская свита (K_{1-2dl}) залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава.

Толщина свиты составляет 233-271 м.

Верхний отдел - K_2

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Дорожковская свита (K_2dr) залегает на отложениях долганской свиты. Сложена глинами, алевролитами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослой известковых песчаников и углистого алевритового материала.

Толщина свиты 104-115 м.

Насоновская свита (K_2ns) залегает на подстилающих отложениях дорожковской свиты. Сложена алевролитами, песками, глинами приливно-отливных равнин, содержащими линзы и прослой известняков, глинистого сидерита, встречаются обломки углей.

Толщина свиты 312-340 м.

Салпадинская свита (K_2sl) залегает на породах насоновской свиты. Представлена алевролитами и глинами мелководного шельфа серого и зеленовато-серого цвета с конкрециями пирита, окатанных галек кремней, осадочных и магматических пород.

Толщина свиты 45-64 м.

Танамская свита (K_2tn) залегает на салпадинской свите. Представлена песками, супесями, суглинками приливно-отливных равнин от светло-серого до почти белого цвета с прослоями глин, с линзами крупнозернистого песка, гравия, с редкой галькой и конкрециями железистых сидеритов.

Сохранившаяся толщина свиты не превышает 457 м.

2.2 Тектоника и общий структурный план

Ванкорское месторождение находится в пределах Надым-Газовской синеклизы. В данных пределах выделяются Сузунское и Лодочное поднятия.

Ванкорское поднятие вытянуто с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой - 1000 м, имеет длину 38 км, и ширину 11-13,8 км. Высота поднятия 80 м, площадь 443 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 61,3 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1650 м, имеет длину 30,8 км и ширину 11,2-12,2 км. Высота поднятия 90 м, площадь 321,3 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1590 м. Южный купол имеет высоту 20 м и площадь 30,5 км². Северная часть разделена на два малоамплитудных купола мощностью менее 10 м и площадью 14,8 км².

В нижней части суходудинской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2380 м, имеет длину 26,1 км и ширину 5,3-7,6 км. Высота поднятия 60 м, площадь 144,6 км². Южный купол замыкается изогипсой -2360 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 65,2 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2660 м, имеет длину 32,2 км и ширину 14,6 – 13,6 км. Высота поднятия 110 м, площадь 373 км². Южный купол замыкается изогипсой -2600 м. Южный купол имеет высоту 50 м и площадь 68,4 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

По средней части нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2760 м, имеет длину 30,8 км и ширину 12,7-331,2 км². Южный купол замыкается изогипсой -2700 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 56,4 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

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

2.3 Нефтегазоносность

Продуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Далее в работе будут рассмотрены пласты яковлевской свиты.

Характер насыщения и фильтрационно-емкостные свойства интервалов продуктивной толщи по скважинам, характеристика толщин, коллекторские свойства и нефтенасыщенность, показатели неоднородности, а также распределения проницаемости приведены в приложениях 2, 3, 4.

Яковлевский продуктивный уровень.

Продуктивные горизонты яковлевской свиты представлены песчаными и песчано-алевритистыми разностями осадочных пород. Песчаники слабощементированы, цемент чаще глинистый, с миллиметровыми прослоями слюдисто-глинистого материала и примесью углефицированного растительного детрита. Встречаются единичные прослои песчаников известковистых. Алеврито-песчаные разности связаны глинистым или карбонатным цементом. Покрышками продуктивных пластов служат аргиллитоподобные глины и углистые тонкоплитчатые аргиллиты.

Процесс формирования яковлевского продуктивного горизонта (пласты Як-I-VII) проходил в континентальных условиях осадкообразования и представлен аллювиальным комплексом.

Пласт Як-I генетически связан с песчаными отложениями внешней части поймы, русел и береговых валов. Общая толщина пласта изменяется от 0,5 м до 20,6 м. Эффективная толщина пласта-коллектора от 0,5 м в до 17,7 м. Коэффициент песчаности пласта-коллектора в среднем 0,79 и изменяется – от 0,34 до 1. Расчлененность пласта в среднем 2,5.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами.

Залежь пласта Як-I северного купола - нефтегазовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Размер залежи – 7,6 х 4,6 км, её площадь составляет 25 км². ГНК установлен на а.о. – 1579,9 м. ВНК варьируется от а.о. - 1581 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,8 м до 9 м, составляя в среднем по залежи 3,6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 10,6 м, составляя в среднем по залежи 2,4 м.

Залежь Як-I-1 южного купола – газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Положение ГVK принято на а.о. -1588 м. Размеры залежи 5,5 х 3,6 км, её площадь составляет 9,7 км². Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 6,9 м, составляя в среднем по залежи 2,5 м. Остальная преобладающая южная часть залежь водонасыщена, также ограничена зонами глинизации.

Залежь Як-I-2 южного купола – газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 3,5 м, составляя в среднем по залежи 1,7 м. ГVK принят на а.о. -1560 м по данным ГИС. Размеры залежи 3,5 х 2,3 км, её площадь составляет 6,2 км².

Пласт Як-II представлен широким спектром осадков континентальной группы фаций: от русловых фаций до пойменных и озерно-болотных. Эффективная толщина пласта-коллектора изменяется от 0,4 м до 8,3 м. Коэффициент песчаности пласта-коллектора в среднем 0,79 и изменяется – от 0,25 до 1. Расчлененность пласта в среднем 1,8.

Залежь пласта Як-II – нефтегазовая, пластовая, сводовая литологически экранированная, площадью 73 км². ГНК принят на а.о. -1600 м. Положение ВНК изменяется от –1621,1 м по подошве насыщенного коллектора до –1635,6 м. Поверхность ВНК имеет общий наклон в юго-западном направлении.

Нефтенасыщенные толщины в скважинах изменяются от 0,4 м до 7,3 м, составляя в среднем по залежи 2,4 м. Газонасыщенные толщины изменяются от 0,5 м до 8,3 м, составляя в среднем по залежи 2,5 м.

Пласт Як-III. Данный пласт в северной части месторождения представляет собой изолированную от нижележащих отложений песчаную нефтенасыщенную линзу. Большой частью генетически связан с фациями русел меандрирующих рек, береговых валов, а также пойменных (озерно-болотных) отложений. В северной части в зоне развития пойменных отложений пласт полностью заглинизирован.

Эффективная толщина пласта-коллектора сильно варьируется от 0,3 м до 10,2 м. Пласт довольно однородный в русловых фациях, где песчаность изменяется от 0,8 до 1. В пойменных фациях песчаность пласта около 0,3.

Залежь пласта Як III северного купола – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически эранированная, которая отделена от пластов Як-IV-VII слаборадиоактивной пачкой алевроито-углисто-глинистых пород. Нефтенасыщение пласта Як-III, подтверждается пробами нефти на а.о. -1594,5 м и -1600,5 м. Пробы нефти с плотностью – 890,5 и 892 кг/м³ (при средней плотности для Як III-VII 902 кг/м³), подтверждают изолированность данного объекта. ВНК в северной части Як-III условно принят на отметке -1626,5 м. Нефтенасыщенные толщины песчаной линзы варьируются от 0,3 м до 10,2 м, составляя в среднем 3,4 м. Коэффициенты нефтенасыщенности и пористости рассчитаны по ГИС как средневзвешанные в каждой скважине и приняты как средние по скважинам с наиболее полным определением нефтенасыщенности: Кп - 0,25, Кнг - 0,53 д.е.

Осадконакопление пласта Як-III-VII происходило в переходных, в основном континентальных, условиях и связано с русловыми и пойменными фациями равнинных меандрирующих рек, причем генетически, по площади отложения пласта приурочены к разным фациям. Общая толщина пластов Як-III-VII изменяется от 24,6 м до 117,8 м. Эффективные мощности пластов в скважинах меняются в пределах 10,9– 107,2 м. Коэффициент песчаности в среднем 0,72, изменяется от 0,33 до 0,91. Коэффициент расчлененности пластов в среднем 14,4.

В северной части пласта Як-III-VII наблюдается более высокая расчлененность и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

Дополнительным фактором, осложняющим геологическое строение северной части пласта Як-III-VII, является наличие газовой шапки с ГНК на абсолютной отметке -1616 м в пределах отложений, расположенных ниже слаборадиоактивной реперной пачки и стратиграфически соответствующих пластам Як IV-VII. Принятый ГНК для южной части пласта -1600 м.

Залежь пластов Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК южного купола принят на абсолютной отметке -1600 м. ГНК северного купола - на абсолютной отметке -1616 м. Положение ВНК изменяется от -1632 м до -1653,4 м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения – 1647,4 м.

Размер залежи 29 x 11,5 км, её площадь составляет 248,5 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 42,4 м, составляя в среднем по залежи 17,6 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,5 м, а в среднем по залежи составляет 7 м.

2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов на Ванкорском НГКМ проводился как в процессе разведки, так и после начала эксплуатации месторождения. Определение основных физико-химических свойств поверхностных проб и качественных характеристик товарных нефтей проводилось согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». При наличии фонтанирующих притоков пробы отбирались из мерной емкости, либо из газосепаратора. При непереливающих притоках – желонкой с уровня или при промывке. В анализе участвовали образцы сепарированных проб после сепарации газа из глубинных проб.

Пласт Як-III-VII. Состав и свойства свободного газа пласта Як-III-VII изучены на примере 3 проб. Свободный газ сухой, содержание метана составляет 89,7-97,8 %, в среднем 92,7 %. В среднем газ содержит 0,32 % этана, 0,006 % пропана, 0,011 % изо-бутана, 0,002 % нормального бутана, 0,002 % изо-пентана, 0,002 % нормального пентана, 0,006% гексана+высшие УВ, 5,96 % азота, 0,947 % углекислоты. Критическое давление в среднем составило 4,56 МПа, критическая температура – 188,2 К.

Свойства пластовой нефти охарактеризованы на примере 28 глубинных проб. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,817-0,885 г/см³ (среднее - 0,848 г/см³), вязкость динамическая в пластовых условиях 8,8-20,79 мПа*с (среднее – 11,5 мПа*с), газосодержание 23,5-59,1 м³/т (среднее – 49,8 м³/т), давление насыщения 7,2-16,2 МПа (среднее – 13,3 МПа), объемный коэффициент 1,042-1,148 (среднее – 1,103). Плотность сепарированной нефти в стандартных условиях согласно результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти составила 0,9032 г/см³.

Состав и свойства сепарированной нефти исследованы на примере 36 проб (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть битуминозная, плотность в среднем равна 0,905 г/см³, высоковязкая, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет – 78,66 мПа*с. Содержание серы в нефтях составляет 0,21 %, что относит нефть к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 1,03 %. Температура плавления парафина в среднем составила +57°С. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200 С, составляет 2,7 %, до 300°С – 23,1 %. Температура начала кипения нефти в среднем составляет

+153,1°С. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 8,29 %. Концентрация асфальтенов составляет 0,47 %. Температура застывания нефти равна -45°С.

ГНК пласта Як-III-VII расположен на абсолютной отметке -1600 м, при этом начальное пластовое давление на ГНК составляло 15,9 МПа. Отметка ГНК и значение начального пластового давления подтверждены по результатам замеров ХРТ/МДТ. Согласно данным, утвержденным в 2008 году, объемный коэффициент нефти при 15,9 МПа составлял 1,12, газосодержание – 54 м³/м³, плотность нефти в стандартных условиях была принята равной 902 кг/м³.

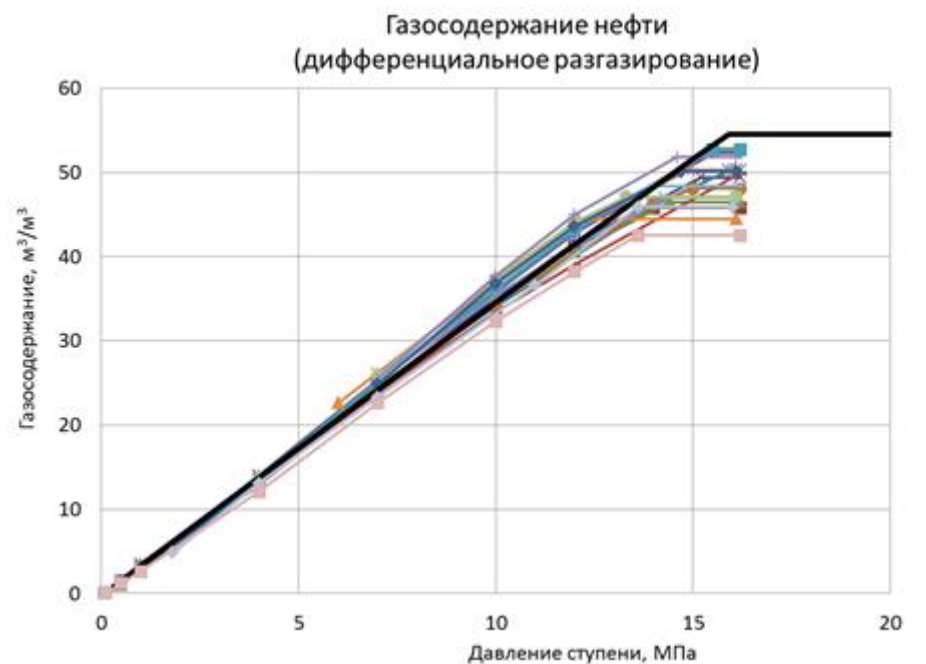


Рисунок 3 – Зависимость газосодержания нефти пласта Як-III-VII от давления

Черным обозначена модель, цветным – фактические результаты флюида с отдельных скважин.

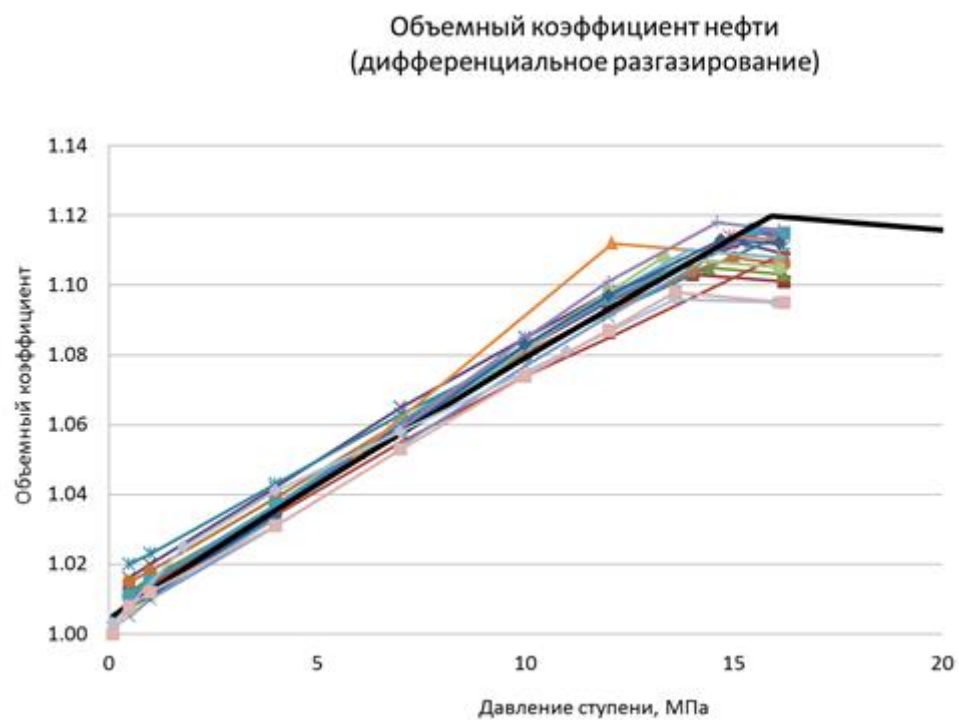


Рисунок 4 – Зависимость объёмного коэффициента нефти пласта Як-III-VII от давления

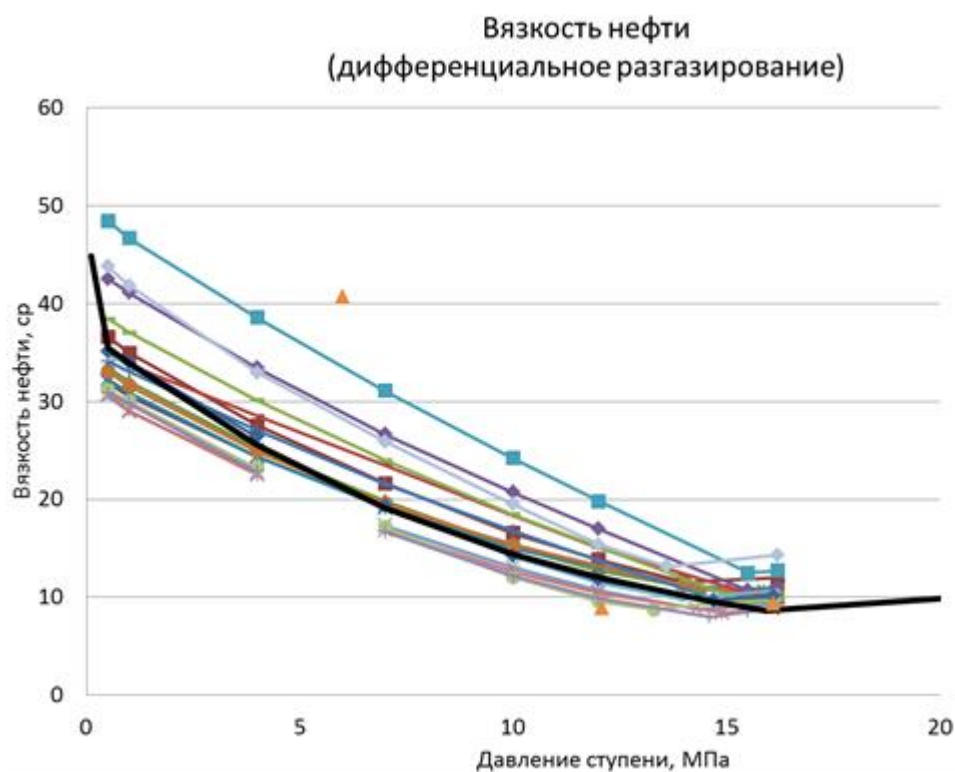


Рисунок 5 – Зависимость вязкости нефти пласта Як-III-VII от давления

Как можно видеть из представленных графиков, зависимость объемного коэффициента нефти и газосодержания при снижении давления ниже давления

насыщения почти для всех проб имеет одинаковый тангенс угла наклона, тогда как для вязкости наблюдается значительный разброс значений.

2.6 Запасы нефти и газа пластов Як–III-VII

По залежи пластов Як–III-VII начальные геологические запасы нефти оценены по категориям В и С₁ и в сумме составляют 608 353 тыс.т.

В целом по залежи по сравнению с числящимися на государственном балансе начальные геологические запасы нефти в сумме по категориям ВС₁С₂ уменьшились на 24 303 тыс.т (3,8%), в том числе по категориям ВС₁ уменьшились на 5 785 тыс.т (0,9%), а категории С₂ уменьшились на 18 518 тыс.т (100%).

Площадь залежи уменьшилась на 23,576 км² (8,6%) за счет уточнения структурного плана, в юго-западной части за счет бурения эксплуатационных скважин, вскрывших водонасыщенную часть пласта. Нефтенасыщенная толщина увеличилась с 16,8 до 17,8 м (5,4 %), уменьшение объема нефтенасыщенных пород составило 3,5 %. Определенные по уточненным зависимостям коэффициенты пористости не изменился, а коэффициент нефтенасыщенности уменьшился с 0,62 до 0,61 д.ед (1,6%). Плотность нефти, с учетом результатов анализов новых глубинных проб, увеличилась с 0,902 до 0,907 г/м³ (0,7 %), пересчетный коэффициент для учета усадки нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным остался без изменений.

Запасы растворенного газа по сравнению с числящимися на государственном балансе в целом по категориям ВС₁ уменьшились на 2 078 млн.м³ (5,4 %) Изменения запасов растворенного газа связаны как с изменениями запасов нефти, так с изменением газосодержания на 1,7% (уменьшение с 60,5 м³/т до 59,5 г/м³).

Запасы газа газовых шапок пластов Як–III-VII северного и южного куполов по категории С₁ составляют 15557 млн. м³. По сравнению с утвержденными, произошло увеличение запасов газа на 1531 млн. м³ (10,9%). Площадь газоносности увеличилась на 28,674 км² (64,5%) за счет выделения газовой шапки в северном куполе по результатам бурения эксплуатационных скважин и испытаниям МДТ, газонасыщенная толщина уменьшилась с 9 м до 6,9 м (23,3%), объем газонасыщенных пород увеличился на 27%. Определенные по уточненным зависимостям коэффициенты: пористости уменьшился с 0,27 до 0,26 д.ед. (3,7 %), газонасыщенности уменьшился с 0,73 до 0,64 д.ед. (12,3 %).

3 Состояние разработки месторождения

3.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения

Основными эксплуатационными объектами Ванкорского месторождения являются: Дл-I-III (газ), Як-III-VII (нефть), Сд-IX (нефть), Нх-I (нефть) и Нх-III-VII (нефть и конденсат). По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском месторождении пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-III-VII, 82 скважины на Нх-III-IV, 41 скважина – на Нх- I, 22 газовых – Дл-I-III, 172 – нагнетательных (81–Як-III-VII, 54–Нх-III-IV, 37 - Нх-I) и 76 водозаборных. Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 92%. В добывающем фонде находится 400 скважин, из них 380 действующих, бездействующих 5, наблюдательных 14, 1 ликвидированная. Из 380 скважин действующего добывающего фонда 25 работают фонтаном, 355 оборудованы ЭЦН. В нагнетательном фонде 174 скважины, из них 128 действующих, наблюдательных 1, в отработке на нефть 45. В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная. В бездействующем и ликвидированном фондах находится 6 скважин или менее 1% от пробуренного фонда. По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 91 924 тыс.т, жидкости – 133 601 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовых шапок – 15 314 млн.м³ , свободного газа – 2 410 млн.м³ . Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 104 723 тыс.м³ . Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению был достигнут в 2014 г. За 2014 г. добыча нефти составила 21 517 тыс.т, жидкости – 40 851 тыс.т, конденсата – 490 тыс.т, свободного газа 768 млн.м³ , газа газовых шапок – 4 773 млн.м³ . Среднегодовой дебит нефти – 174,4 т/сут, жидкости – 331,1 т/сут (при обводненности продукции – 50%). В настоящее время в разработке из 8 выделенных объектов находятся 5 объектов: Дл-I-III, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV.

3.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III-VII

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 311 скважин, в т.ч. добывающих 230, нагнетательных 81. 16 В добывающем фонде находится 244 скважины, из них действующих 237, бездействующих 4, наблюдательных 2, ликвидированных 1. В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть. Проектный фонд реализован на 94%. По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 61 926 тыс.т, жидкости – 95 672 тыс.т, газа газовой шапки – 8 674 млн.м³ . Текущий отбор нефти от НИЗ – 20,6% при текущей обводненности – 51,7%. При этом текущий отбор газа газовой шапки от НИЗ – 61,9%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 80 818 тыс.м³ , накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 51%. Текущее пластовое давление равно 13 МПа при начальном пластовом давлении 15,9 МПа и давлении насыщения – 15,9 МПа. За 2014 г. добыча нефти составила 14 425 тыс.т, жидкости – 29869 тыс.т, газа газовой шапки – 2 012 млн.м³ . Среднегодовой дебит нефти – 186,7 т/сут, жидкости – 408,9 т/сут. Схема размещения скважин – в южной и центральной частях залежи предусматривается совмещенная блочно-квадратная и трехрядная сетки горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м и длиной горизонтального участка добывающих скважин 1000 м; по северной части залежи происходит уплотнение ячейки до 1400 м при длине ствола 700 м. Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения

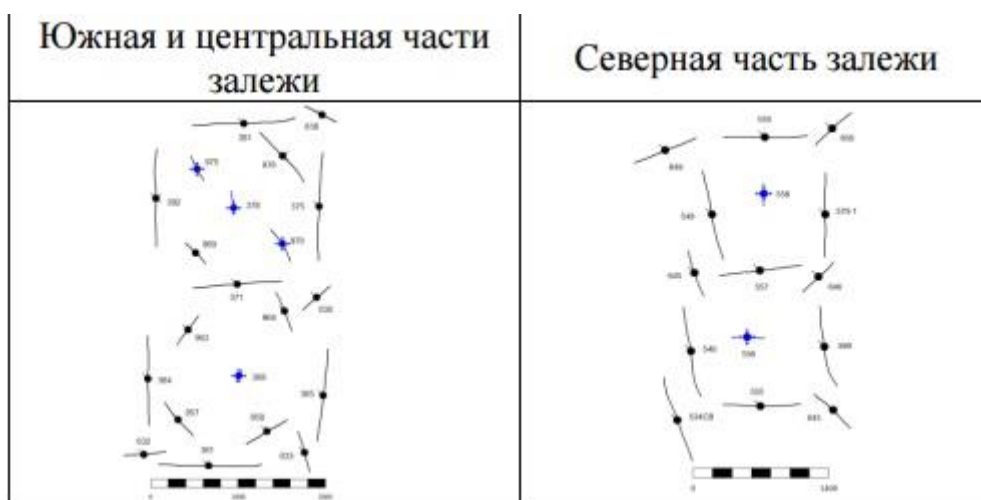


Рисунок 6 – Схема размещения скважин пласта Як-III-VII

3.2.1 Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительной неоднородности ФЕС, а также высокой расчлененности (14.6 д.ед.). Кроме этого, исходя из особенности распространения глин, пласт делится на две условные области - северную и южную. Несмотря на близкие значения 17 расчленённости, в северной части пропластки глин характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также более явному выделению изолированных друг от друга линз коллектора (Рисунок 3.2, 3.3).

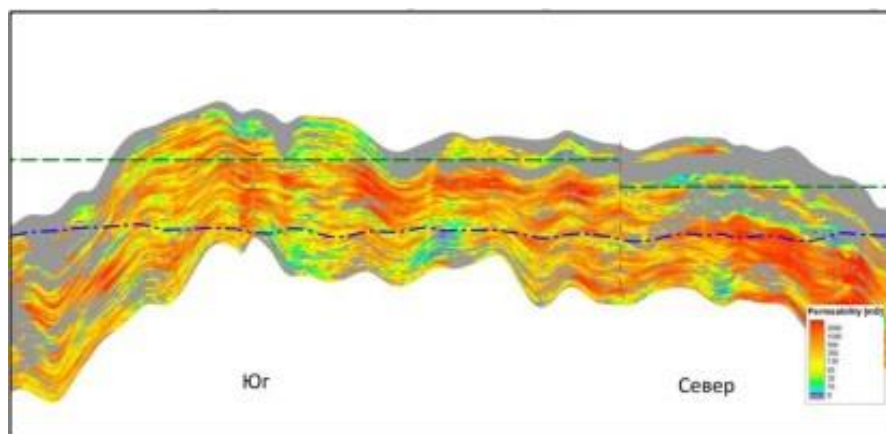


Рисунок 7 – Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта Як-III-VII

Для более эффективной разработки северной части залежи было выполнено уплотнение блочно-квадратной сетки скважин до 700 м с сопутствующим снижением длины горизонтальной секции. Уплотнение сетки позволило вовлечь в разработку большее количество несвязанных линз.

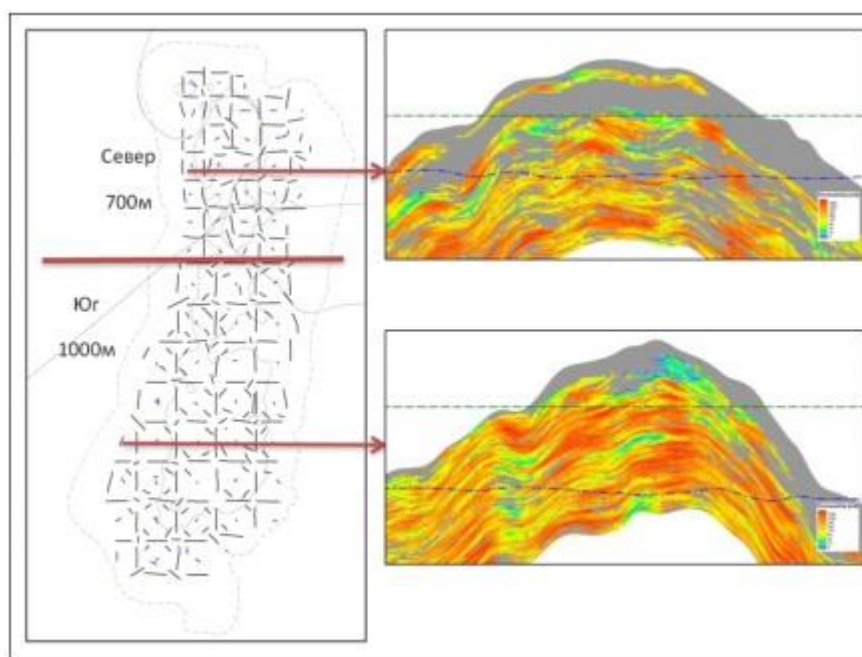


Рисунок 8 – Особенности распределения литологии и выделение двух зон пласта Як-III-VII

3.2.2 Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя: - Газонапорный режим (расширение ГШ) – заметное влияние оказывал только в начале разработки, до формирования системы ППД, на данный момент влияние невелико; - Упругий водонапорный режим – оказывает заметную поддержку пластового давления за счет больших объемов воды в аквифере; -

Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий наибольший вклад в процесс разработки, на данный момент составляет 55 % от всей энергии пласта; - Режим растворенного газа – по причине заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения составляет вторую по величине долю пластовой энергии.

На Рисунке 3.4 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

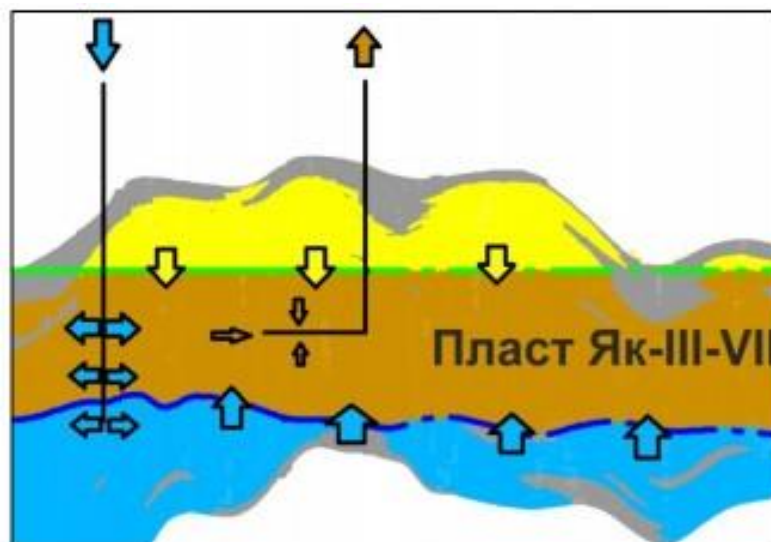


Рисунок 9 – Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

Одним из потенциально негативных эффектов при данном типе разработки может являться опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (если давление в ГШ окажется ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что приведет к потере извлекаемых запасов за счет появления остаточной нефтенасыщенности в области ГШ. Таким образом, необходимо контролировать положение контактов и не допускать миграции подвижной нефти в ГШ. В случае перемещения ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант ограничения притока газа в добывающие скважины либо вариант барьерного заводнения. Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ. Прямая оценка количества газа разгазирования, попавшего в ГШ, или добытого в скважинах невозможна, так как по составу газ разгазирования и газ газовой шапки близки друг к другу. Таким образом, невозможно поскважинно разбить попутный добываемый газ на газ разгазирования и газ газовой шапки используя прямые методы оценки. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный

пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания.

3.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-1

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 78 скважин, в т.ч. добывающих 41, нагнетательных 37. В добывающем фонде находится 52 скважины, из них 51 действующая, 1 наблюдательная. В нагнетательном фонде 37 скважин, 26 под закачкой воды, 11 в отработке на нефть. Проектный фонд реализован на 78,8 %. По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 5 677 тыс.т, жидкости – 6748 тыс.т. Текущий отбор нефти от НИЗ – 11,4 % при текущей обводненности – 30,2%. Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 4 502 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 33 %. Текущее пластовое давление равно 19 МПа при начальном пластовом давлении 25,9 МПа и давлении насыщения – 23,9 МПа. За 2014 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918.9 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут. Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м. Геологические особенности влияющие на процесс разработки Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные. Верхняя часть пласта представляет сложный баровый комплекс, выклинивающийся в северной части месторождения. Здесь выделяются 3 фации (подошвенная часть бара, склоновая часть бара и осевая часть бара), характеризующиеся сильной проницаемостной неоднородностью и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве пласта. Необходимо также отметить нижний интервал пласта, представляющий собой фацию мелководного шельфа, которая выделяется по всему пласту Нх-1. Данный пропласток обладает крайне низкими ФЕС (проницаемость менее 1 мД) и его разработка крайне затруднена (Рисунок 2.5).

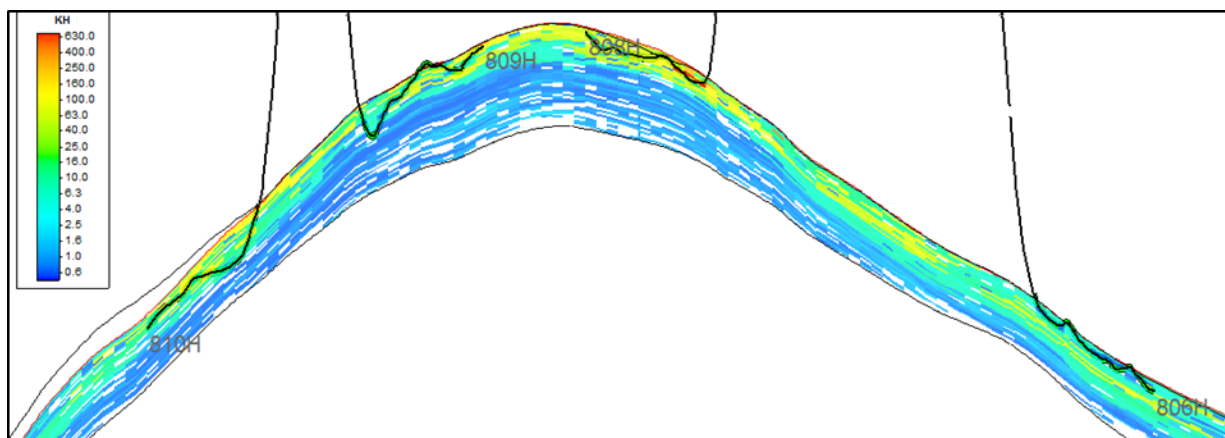


Рисунок 10 – Разрез по проницаемости – выделение низкопроницаемой зоны Нх-I

3.3.1 Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя: - Жесткий водонапорный режим – режим разработки реализуемый по мере реализации системы ППД; - Режим растворенного газа – данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта из-за низкого уровня компенсации ввиду отработки нагнетательных скважин на нефть. На рисунке 2.6 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

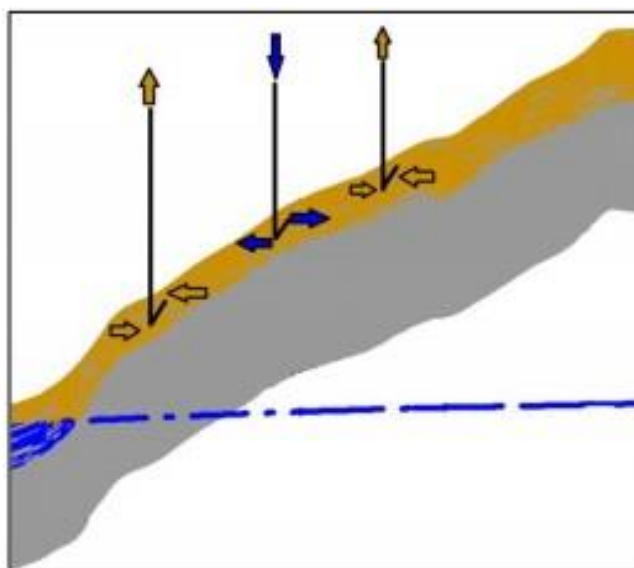


Рисунок 11 – Принципиальная схема разработки объекта Нх-I

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является прорыв воды от нагнетательных скважин, следовательно, необходимо контролировать давления и профили закачки во избежание образования неравномерного фронта вытеснения и преждевременного роста обводненности. Так как начальное пластовое давление близко к давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента

завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в купольную зону пласта. С учетом крайне малого объема газовой шапки можно считать весь добываемый попутный газ – газом разгазирования.

3.4. Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 136 скважин, в т.ч. добывающих 82, нагнетательных 54. В добывающем фонде находится 102 скважины, из них 90 действующих, 1 бездействующая, наблюдательных 11. В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 1 наблюдательная, 20 в отработке на нефть. Проектный фонд реализован на 93%. По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 24 301 тыс.т, жидкости – 31144 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовой шапки – 6 640 млн.м³. Текущий отбор нефти от НИЗ – 18,1% при текущей обводненности – 36,5 %, текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 12,6 %, текущий отбор конденсата от НИЗ – 17,5%. Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 19 404 тыс.м³, газа – 1 895 млн. м³, накопленная компенсация отборов составила 32 %. Текущее пластовое давление на уровне 21 МПа при начальном пластовом давлении 26,3 МПа и давлении насыщения – 26,3 МПа. За 2014 г. добыча нефти составила 5 741 тыс.т, жидкости – 9042 тыс.т, газа газовой шапки – 2 762 млн.м³, конденсата 490 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти – 185 т/сут, жидкости – 299,4 т/сут. Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами и скважинами 1000м в южной подгазовой зоне пласта; блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м по северной части залежи. Геологические особенности, влияющие на процесс разработки Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные. В интервале пласта можно выделить 3 основных пропластка сильно отличающихся по ФЕС: - Нх-III – верхний интервал пласта, крайне низкая проницаемость (2 мД) - Суперколлектор (СК) – очень высокая проницаемость (более 400 мД), центральный интервал пласта, за счет высокой проницаемости данный пропласток вносит наибольший вклад в текущую добычу нефти с объекта. - Нх-IV – нижний интервал пласта, сравнительно невысокая проницаемость (25 мД), на севере залежи полностью водонасыщен. Запасы нефти в данно пропласте находятся в южной и центральной подгазовой зоне пласта. Разрезы по проницаемости для разных участков пласта представлены на рисунке 2.7.

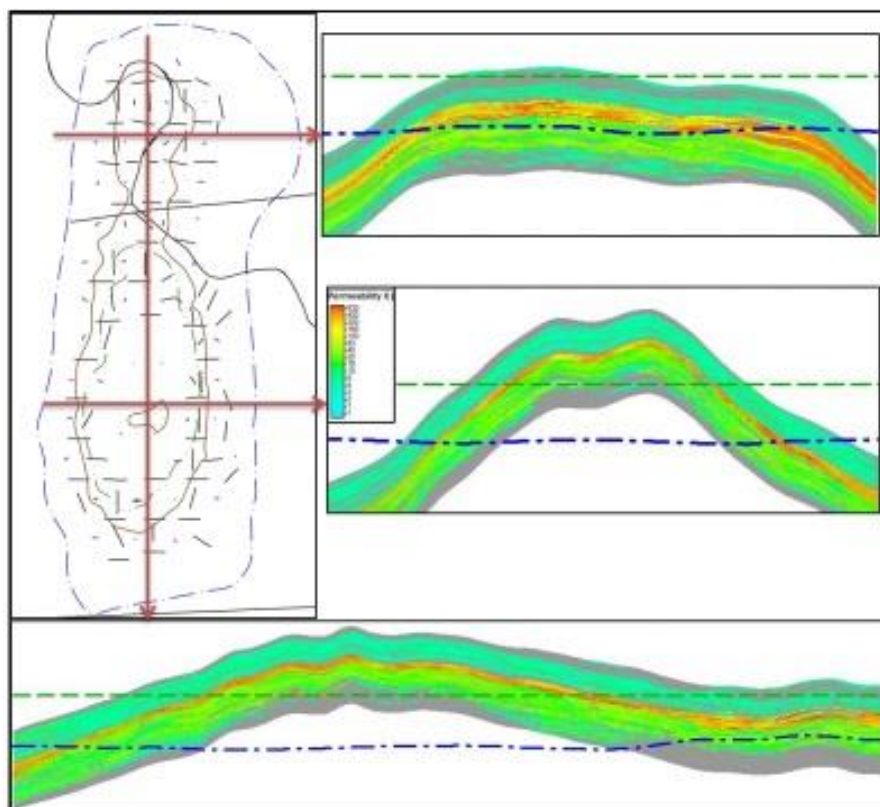


Рисунок 12 – Разрез по проницаемости – особенности геологического строения пласта Нх-III-IV

Режим и схема разработки На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя: - Газонапорный режим (расширение ГШ) – оказывает значительное влияние на процесс разработки, один из основных источников пластовой энергии; - Упругий водонапорный режим – оказывает слабую поддержку пластового давления по краям залежи; - Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий значительный вклад в процесс разработки, на данный момент система ППД сформирована не до конца, ожидается перевод из отработки в нагнетание скважин внутриконтурного заводнения; - Режим растворенного газа – по причине снижения пластового давления ниже давления насыщения также составляет значительную часть пластовой энергии.

На рисунке 2.8 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

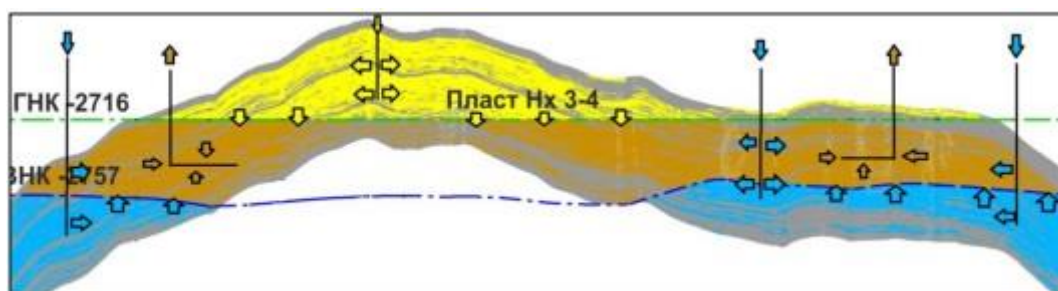


Рисунок 13 – Принципиальная схема разработки объекта Нх-III-IV 23

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (давление в ГШ оказывается ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что ведет к потере извлекаемых запасов. Также, учитывая наличие суперколлектора, вероятны быстрые прорывы краевой воды и газа в добывающие скважины вскрывающие СК. Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ. Однако на севере залежи возможно образование техногенной ГШ в процессе снижения пластового давления в силу особенностей структуры пласта. Прямая оценка количества газа разгазирования попавшего в ГШ или добытого в скважинах невозможна. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания. Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК в наблюдательных и вводимых из бурения скважинах. В случае значительной разницы давления между ГШ и нефтенасыщенной зоной и перемещением ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант увеличения объемов закачки рабочего агента в ГШ либо применение барьерного заводнения. На данный момент прямые замеры давления в ГШ возможны в области газонагнетательных скважин, по результатам проведенных замеров наблюдается рост давления в газовой шапке (на 01.06.2014 по сравнению с моментом начала закачки газа) с 215 до 225 атм.

4 Специальная часть

4.1 Цели применения методов увеличения нефтеотдачи

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

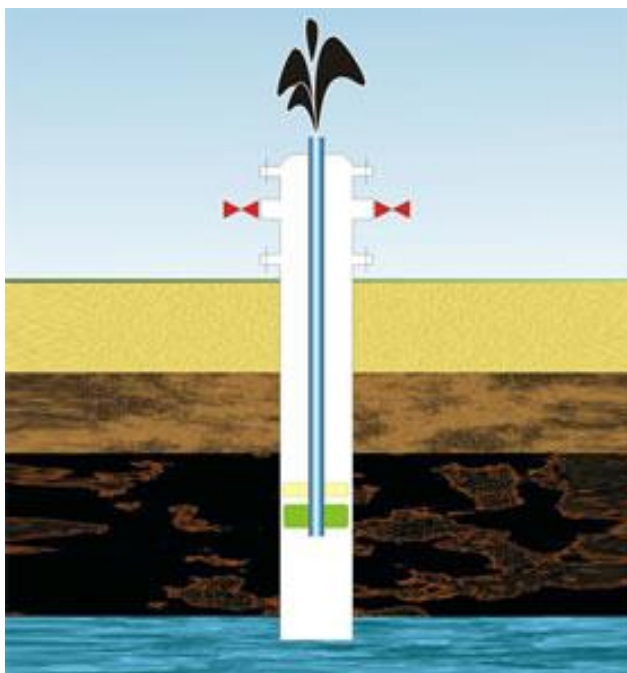


Рисунок 14 – Естественная энергия пласта

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными.

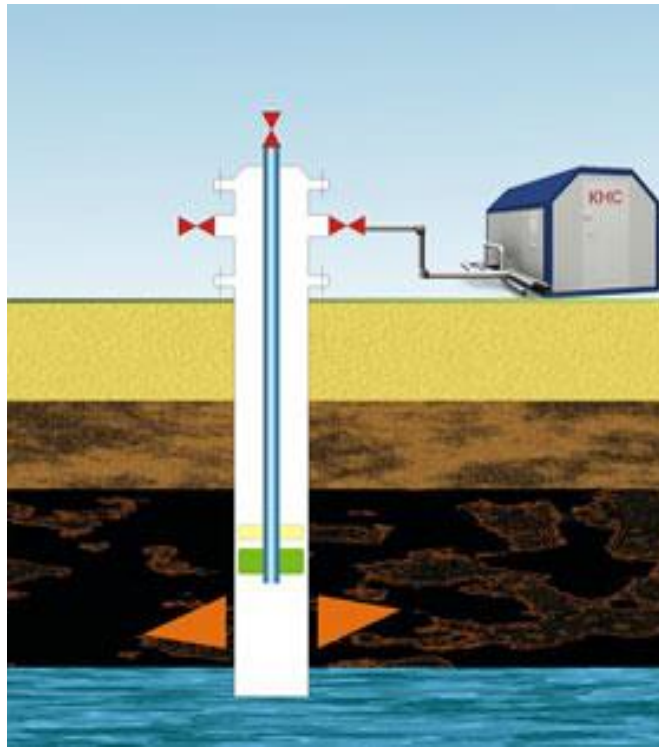


Рисунок 15 – Закачка воды и газа

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

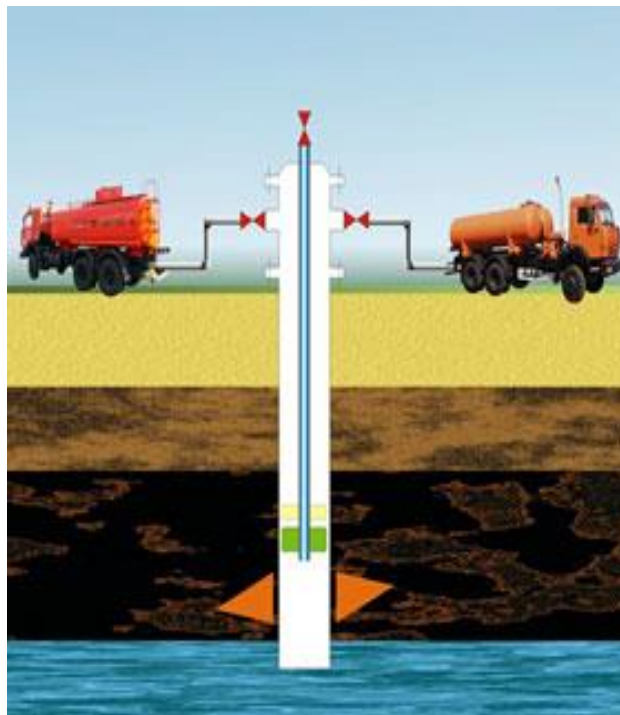


Рисунок 16 – Применение МУН

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

4.2 Основные МУН

4.2.1 Тепловые МУН

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.

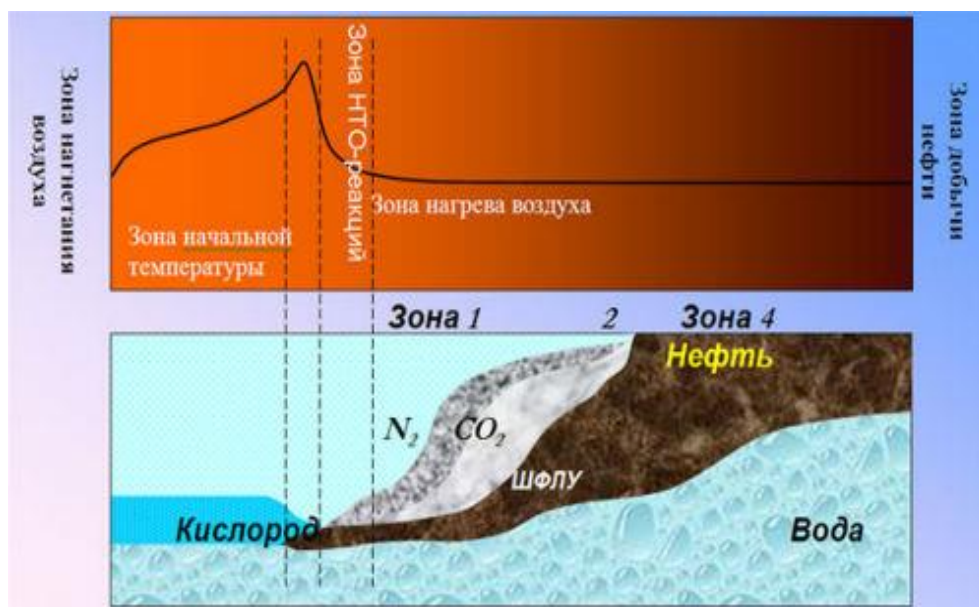


Рисунок 17 – Схема теплового МУН

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. В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

- Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации (400–200°С), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти;

- Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200°С) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть;

- Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Внутрипластовое горение. Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты. Он отличается от горения на поверхности. Генерирование теплоты непосредственно в пласте – основное преимущество данного метода.

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций.

После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

В случае обычного (сухого) внутрислоевого горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает некоторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, однако, что использование основной массы теплоты в области впереди фронта горения, то есть приближение генерируемой в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса.

Перемещение теплоты из области перед фронтом горения в область за фронтом горения возможно за счет улучшения теплопереноса в пласте добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью – например, воды. В последние годы в мировой практике все большее применение получает метод влажного горения.

Процесс влажного внутрислоевого горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Пароциклические обработки скважин. Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл.

4.2.2 Газовые МУН

Закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

К преимуществам метода можно отнести:

- Использование недорогого агента – воздуха;
- Использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60–70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших следствий использования энергетики пласта для организации закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. Интенсивность окислительных реакций довольно быстро возрастает с увеличением температуры.

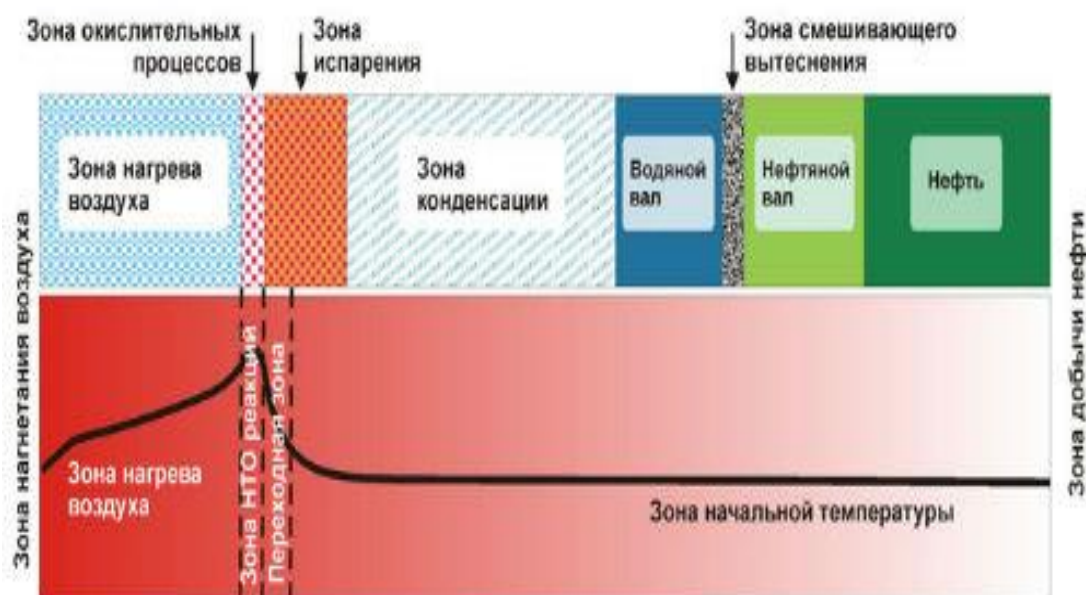


Рисунок 18 – Схема закачки воздуха в пласт

Воздействие на пласт двуокисью углерода. Двуокись углерода растворяется в воде гораздо лучше углеводородных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры.

При растворении в воде двуокиси углерода вязкость ее несколько увеличивается. Однако это увеличение незначительно. При массовом содержании в воде 3–5% двуокиси углерода вязкость ее увеличивается лишь на 20–30%. Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота H_2CO_3 растворяет некоторые виды цемента и породы пласта и повышает проницаемость. В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость глиняных частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в четыре-десять раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким, и вытеснение приближается к смешивающемуся.

Двуокись углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна и породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах и фазовая проницаемость нефти увеличивается.

При растворении в нефти CO_2 вязкость нефти уменьшается, плотность повышается, а объем значительно увеличивается: нефть как бы набухает.

Увеличение объема нефти в 1,5–1,7 раза при растворении в ней CO_2 вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения, – уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO_2 . Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение.

При пластовом давлении выше давления полного смешивания пластовой нефти с CO_2 двуокись углерода будет вытеснять нефть, как обычный растворитель (смешивающее вытеснение). Тогда в пласте образуются три зоны: зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистого CO_2 . Если CO_2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

Увеличение объема нефти под воздействием растворяющегося в нем CO_2 наряду с изменением вязкости жидкостей (уменьшением вязкости нефти и увеличением вязкости воды) – один из основных факторов, определяющих эффективность его применения в процессах добычи нефти и извлечения ее из заводненных пластов.

Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др. Метод основан на горении твердых порохов в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно:

- Образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины;
- Нагретые (180–250°C) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены;
- Газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород при наличии воды образует слабоконцентрированный солянокислотный раствор. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины.

4.2.3 Химические МУН

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 МПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

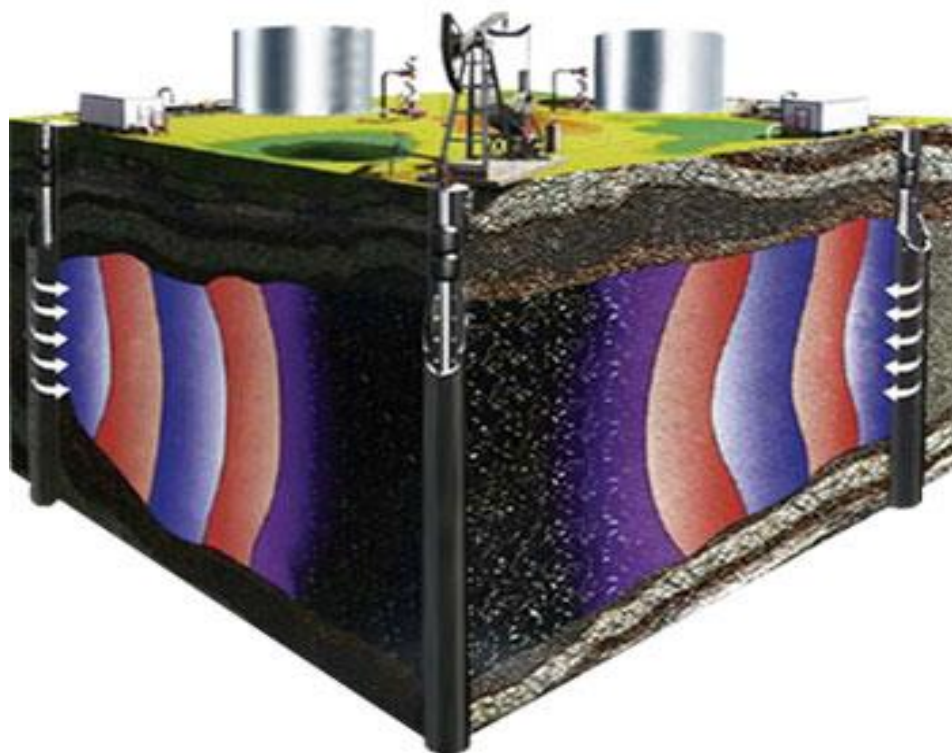


Рисунок19 – Схема применения химических МУН

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

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы). Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в

непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

Нефтяной вал вытесняет (собирает) только нефть, пропуская через себя воду. В зоне нефтяного вала скорость фильтрации нефти больше скорости фильтрации воды. Мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает отставшую от нефтяного вала нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с водой. Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной (неподвижной) нефти из заводненной однородной пористой среды.

Микробиологическое воздействие – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачаные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

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

- Биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;

- Биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;

- Газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

4.2.4 Гидродинамические МУН

Гидродинамические методы при заводнении позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти, увеличивать степень извлечения нефти, а также уменьшать объемы прокачиваемой через пласты воды и снижать текущую обводненность добываемой жидкости.

Регулирование отборов гидродинамическими методами. Интегрированные технологии.

Интегрированные технологии выделяются в отдельную группу и не относятся к обычному заводнению водой с целью поддержания пластового давления. Эти методы направлены на выборочную интенсификацию добычи нефти.

Прирост добычи достигается путем организации вертикальных перетоков в слоисто-неоднородном пласте через малопроницаемые перемычки из низкопроницаемых слоев в высокопроницаемые на основе специального режима нестационарного воздействия.

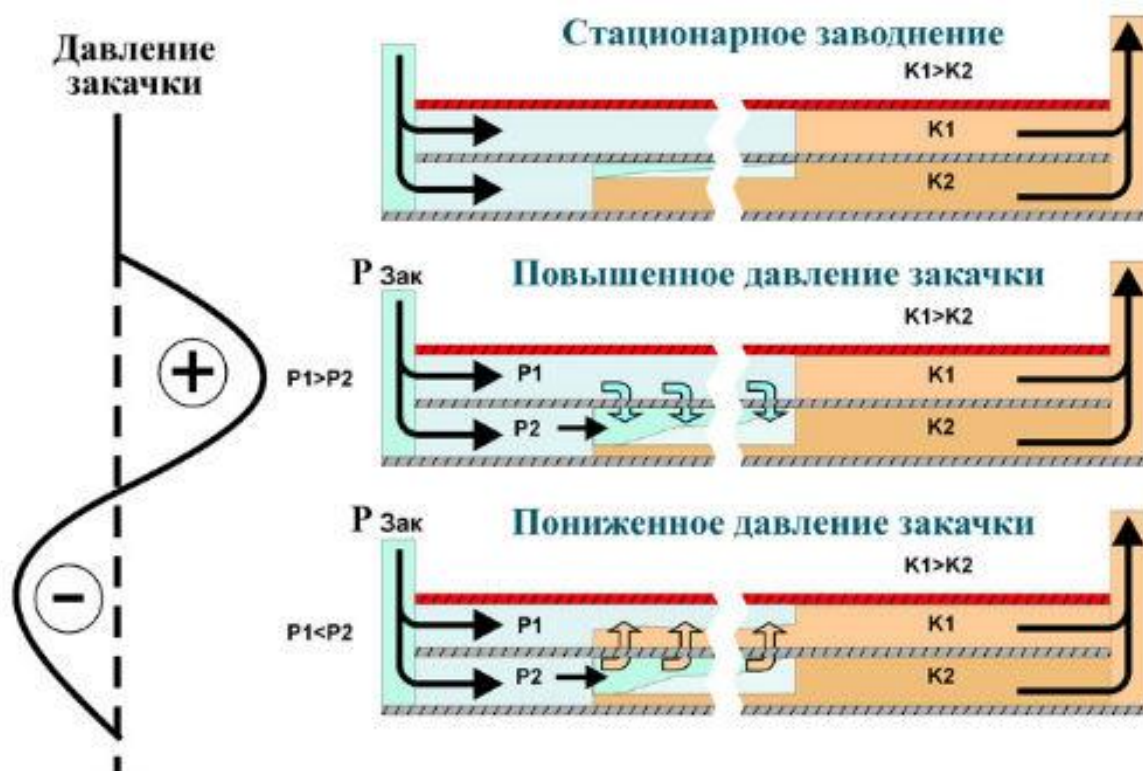


Рисунок 20 – Схема интегрированных технологий

Барьерное заводнение на газонефтяных залежах. 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.

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.

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 отрыв пленочной нефти с поверхности породы.

4.3 Методы увеличения дебита скважин

Гидравлический разрыв пласта. При гидравлическом разрыве пласта (ГРП) происходит создание трещин в горных породах, прилегающих к скважине, за счет давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости. При ГРП в скважину закачивается вязкая жидкость с таким расходом, который обеспечивает создание на забое скважины давления, достаточного для образования трещин.

Трещины, образующиеся при ГРП, имеют вертикальную и горизонтальную ориентацию. Протяженность трещин достигает нескольких десятков метров, ширина – от нескольких миллиметров до сантиметров. После образования трещин в скважину закачивают смесь вязкой жидкости с твердыми частичками – для предотвращения смыкания трещин под действием горного давления. ГРП проводится в низкопроницаемых пластах, где отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом. При проведении ГРП создаваемые трещины, пересекая слабодренируемые зоны и пропластки, обеспечивают их выработку, нефть фильтруется из пласта в трещину гидроразрыва и по трещине к скважине, тем самым увеличивая нефтеотдачу.

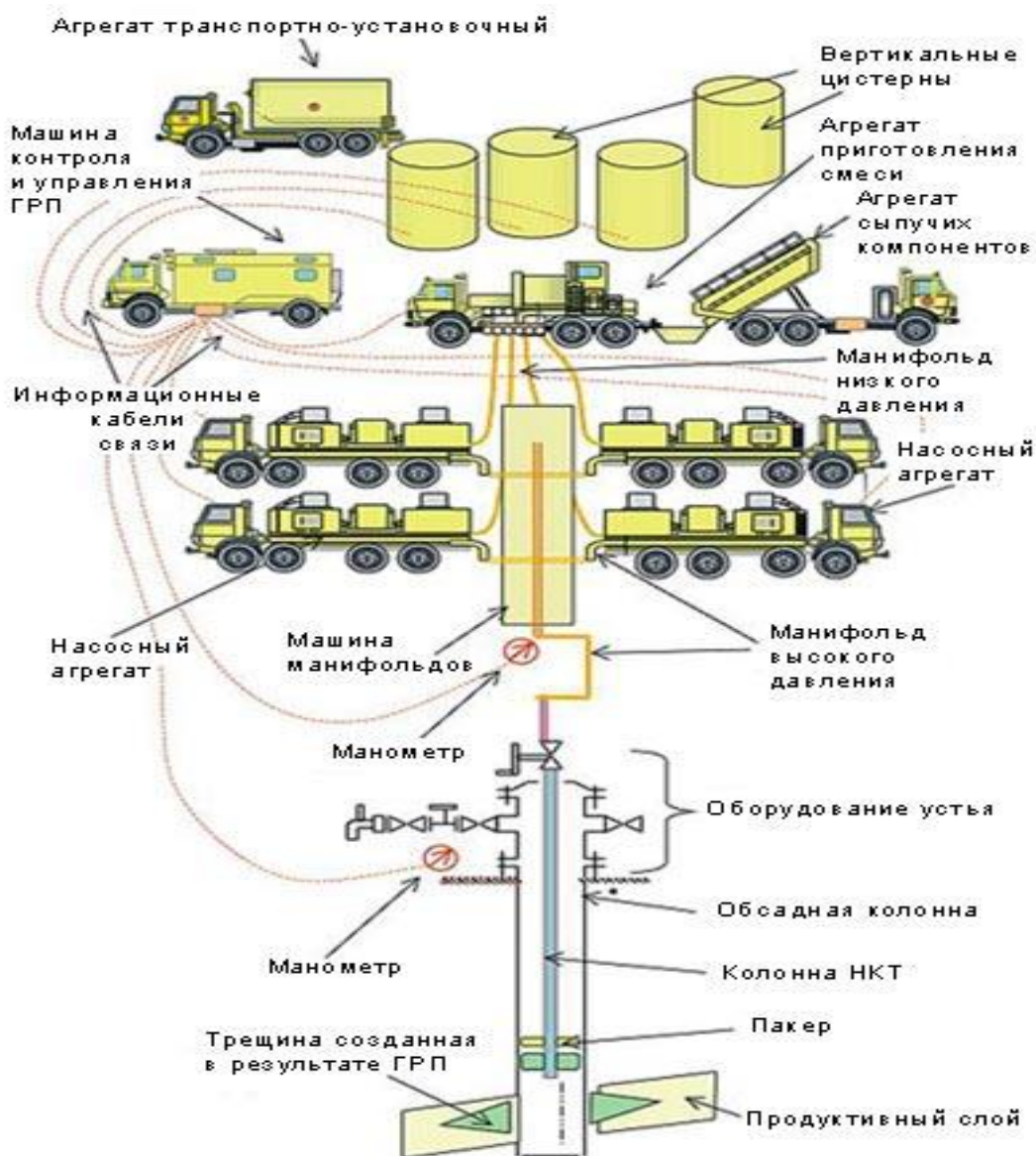


Рисунок 21 – Схема проведения ГРП

Горизонтальные скважины. Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением количества нерентабельных скважин с малодебитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин. Увеличение нефтеотдачи происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины.

Электромагнитное воздействие. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется

способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счет силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

Волновое воздействие на пласт. Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону.

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами:

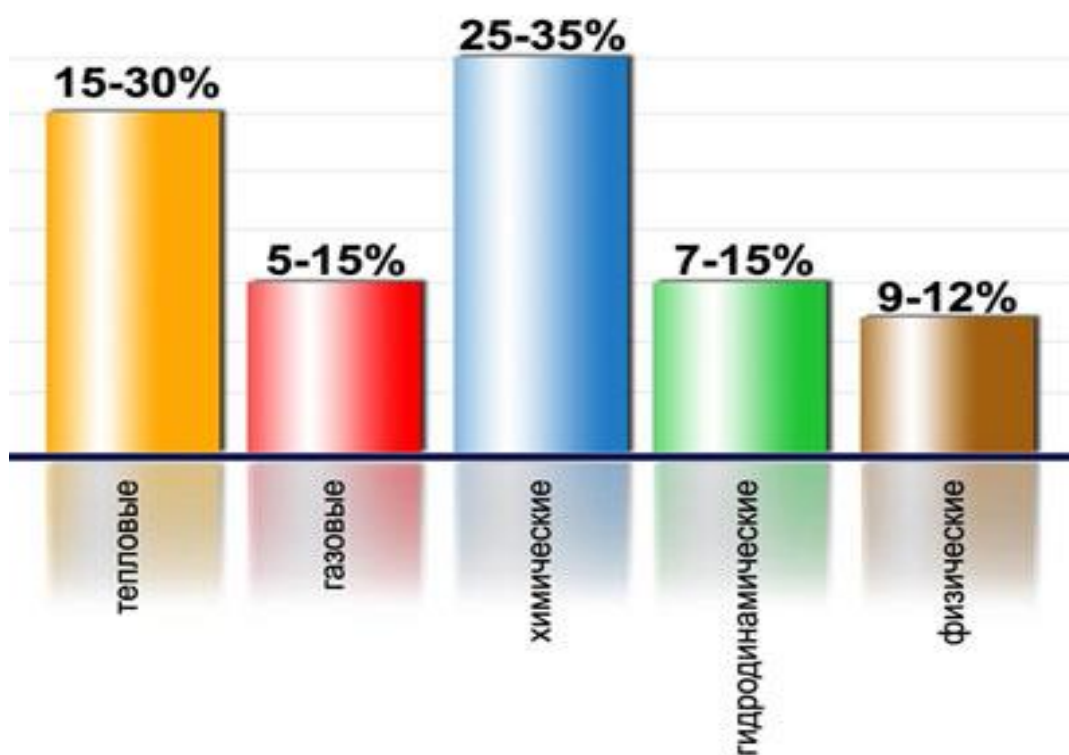


Рисунок 22 – Процентное соотношение применения МУН

Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия.

При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях,

при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров.

То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов.

Так по России КИН тепловых методов составляет 15–30%, газовых методов – 5–15%, химических методов – 25–35%, физических методов – 9–12%, гидродинамических методов – 7–15%

4.4 Потокоотклоняющие технологии

Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования).

Цель потокоотклоняющих технологий: выравнивание приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создание более равномерного фронта вытеснения и уменьшение прорывов воды в добывающие скважины.

Данные технологии активно используются в России с 80-х годов прошлого века и в настоящее время практически 100% методов химического заводнения в России связано именно с этими технологиями. В стране применяется около 100 разновидностей ПОТ.

4.5 Устьевое давление нагнетательных скважин

Устьевое давление – давление в верхней точке скважины, на ее устье; измеряется манометрами устьевой арматуры. Различают статические и динамические устьевые давления.

Статическое устьевое давление замеряется в остановленной скважине и зависит от пластового давления, глубины скважины и плотности заполняющей ее среды. Оно численно равно разности пластового давления и давления столба жидкости от устья до пласта.

Динамическое устьевое давление измеряется в действующей скважине, зависит от тех же параметров, что и статическое, и, кроме того, от дебита скважины или расхода нагнетательного агента, а также от давления в трубопроводе у скважины и перепада давлений в запорно-регулирующих органах устьевой арматуры. Избыточное устьевое давление по отношению к атмосферному может достигать 100 МПа и более (в газовых скважинах, при гидроразрыве пласта).

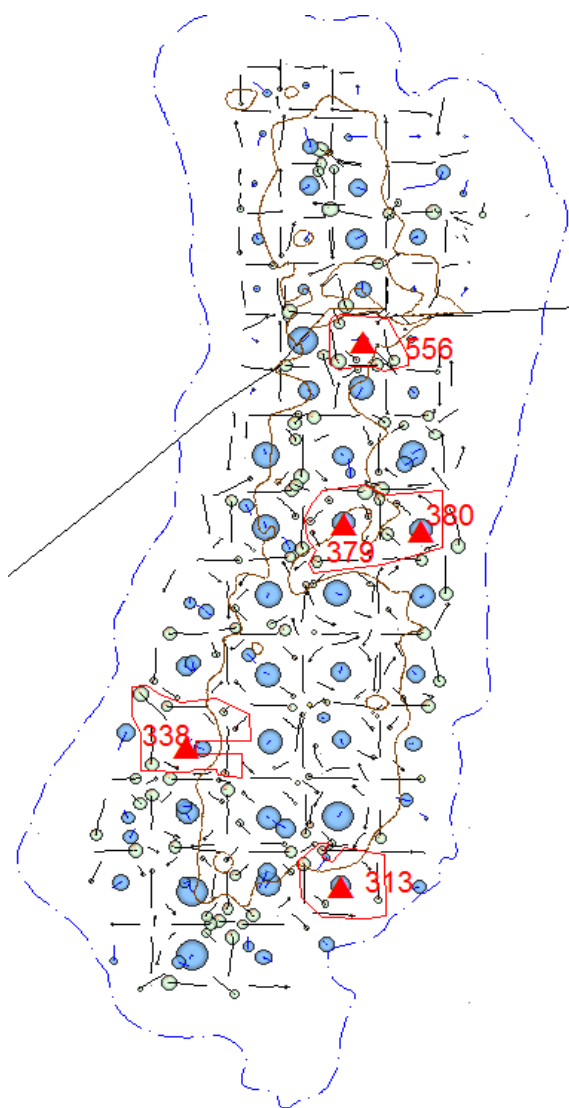


Рисунок 23 – Обработки 2016 г на пласте Як-III-VII Ванкорского месторождения в рамках ОПИ

Для ОПИ было выбрано 5 скважин (4 участка) в различных частях залежи Як-3-7.

Разработана и утверждена Программа работ по применению гелеполимерного состава (ГПС) на основе полимера акриламида марки AN-132 (SNF).

Работы по закачке ГПС выполнены компанией «Химеко-Ганг».

ГПС закачивался со скоростью $\sim 300 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В ходе обработок производился мониторинг динамики устьевого давления закачки.

Таблица 1 – Данные по обработкам нагнетательных скважин

№ уч	Скв.	Куст	Дата обработки		Объем закачки ГПС, м ³
			Начало	Окончание	
1	379	15	28.02.2016	09.03.2016	200+500+2300
	380	3	26.03.2016	02.04.2016	200+500+1500
2	556	108	10.03.2016	18.03.2016	200+500+1800
3	338	7	16.03.2016	26.03.2016	200+500+2100
4	313	1	18.03.2016	28.03.2016	200+500+2300

4.5.1 Динамика изменения устьевого давления нагнетательных скважин при закачке ГПС

Во всех случаях устьевое давление закачки возрастало на 25-50 атм.

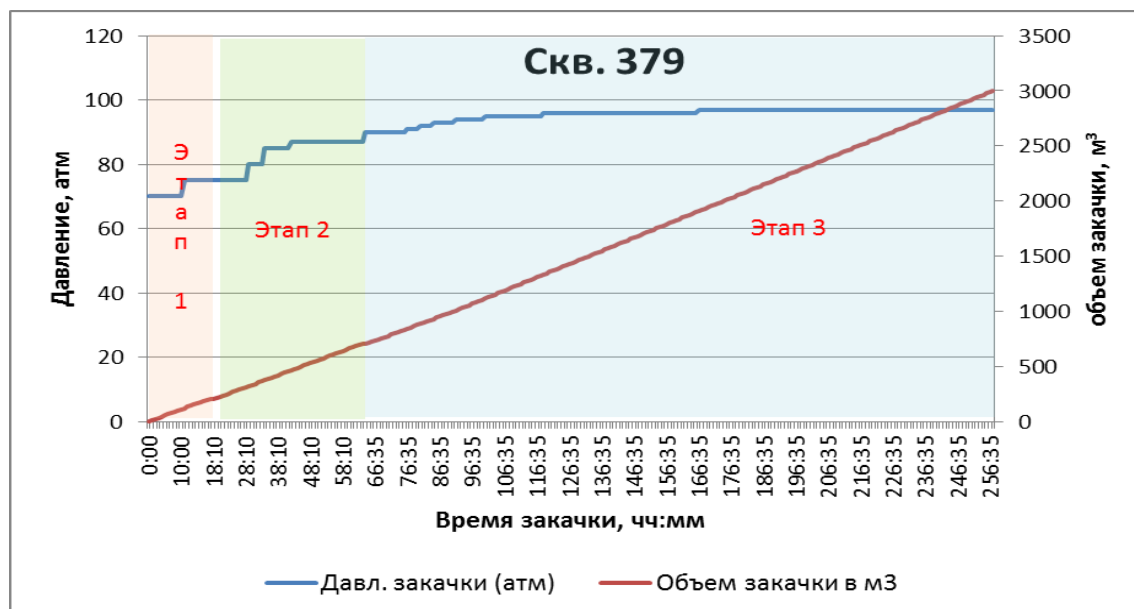


Рисунок 24 –Скважина 379

В процессе закачки ГПС давление стабилизировалось на скважинах 379.

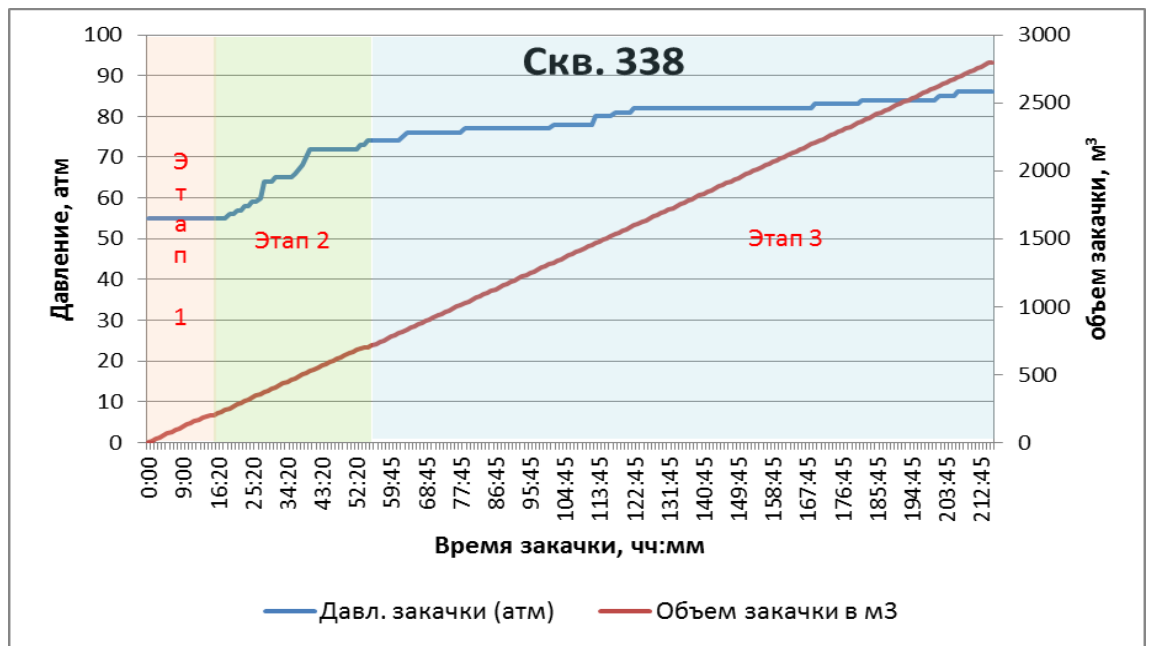


Рисунок 25 – Скважина 338

На скважине 338 стабилизация давления не была достигнута.

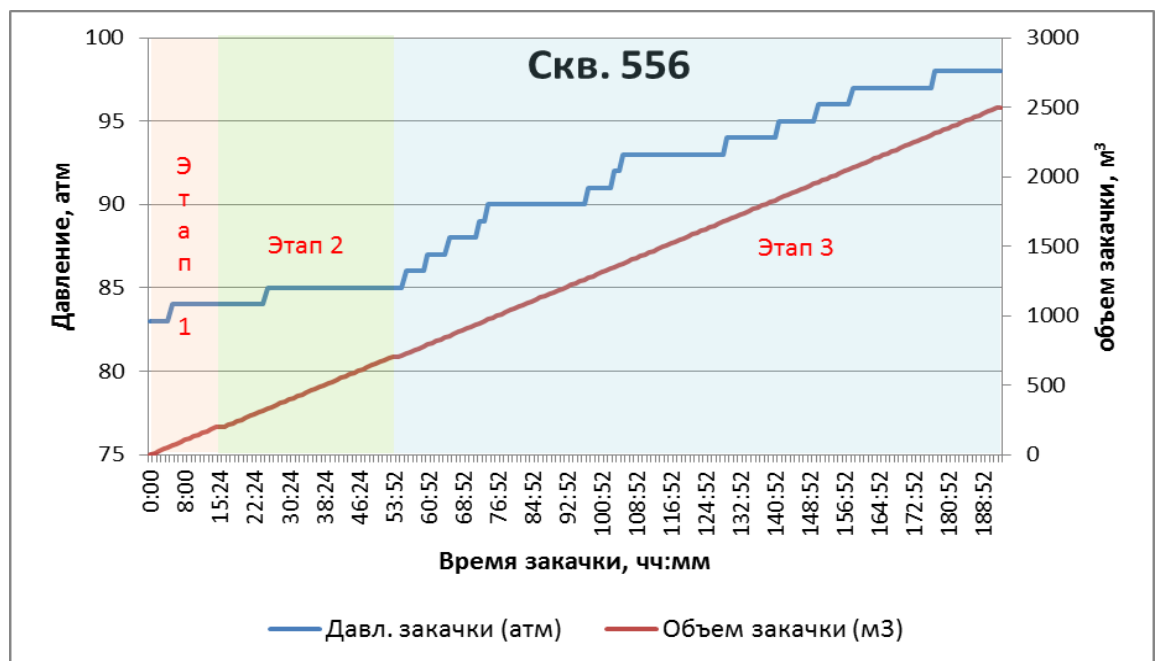


Рисунок 26 – Скважина 556

На скважине 556 стабилизация давления не была достигнута.

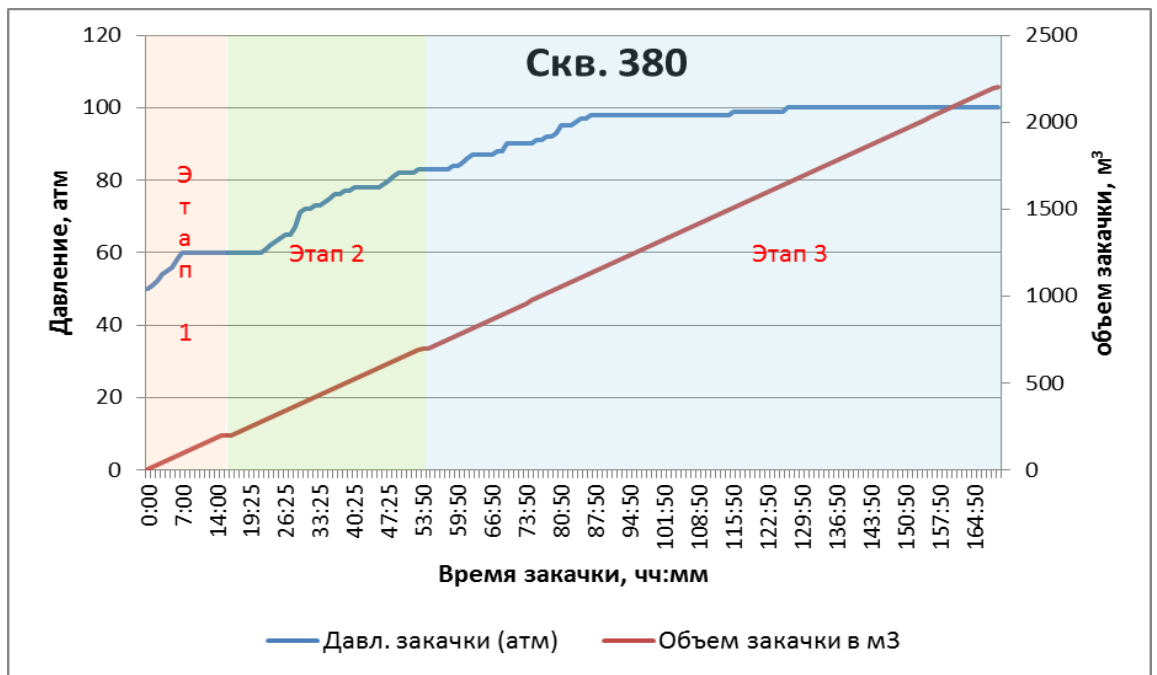


Рисунок 27 – Скважина 380

В процессе закачки ГПС давление стабилизировалось на скважине 380.

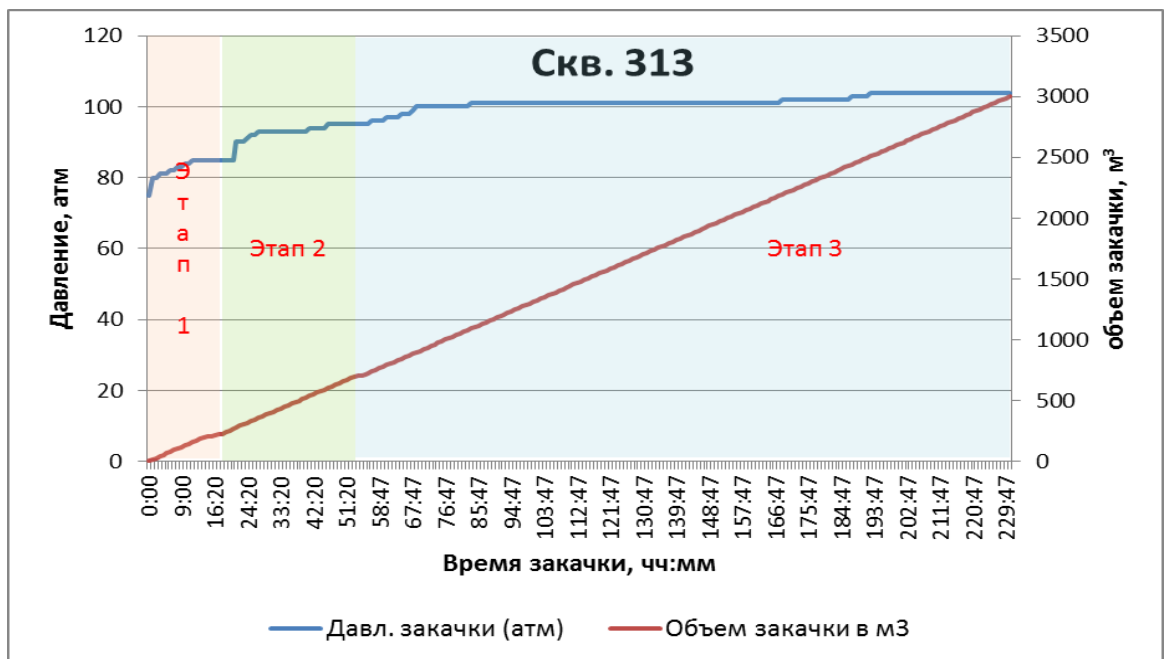


Рисунок 28 – Скважина 313

На скважине 313 стабилизация давления не была достигнута.

4.5.2 Оценка технологической эффективности от применения потокоотклоняющей технологии на объекте Як-III-VII Ванкорского месторождения

Методика оценки эффективности. Расчет технологической эффективности осуществлялся по методике, заложенной в ПК «РН-КИН» путем сравнения фактических показателей с расчетными (базовыми) показателями, которые были бы характерны для базового метода разработки объекта (т.е. для метода разработки, используемого до проведения мероприятия):

- Производится математическая обработка фактических промысловых данных разработки базовым методом;
- С помощью аналитических зависимостей (характеристик вытеснения) осуществляется экстраполяция результатов на период действия ГТМ (т.е. определяются базовые уровни добычи нефти и жидкости);
- Определяется разница между фактическими результатами в период проведения ГТМ и экстраполированными “базовыми” показателями.

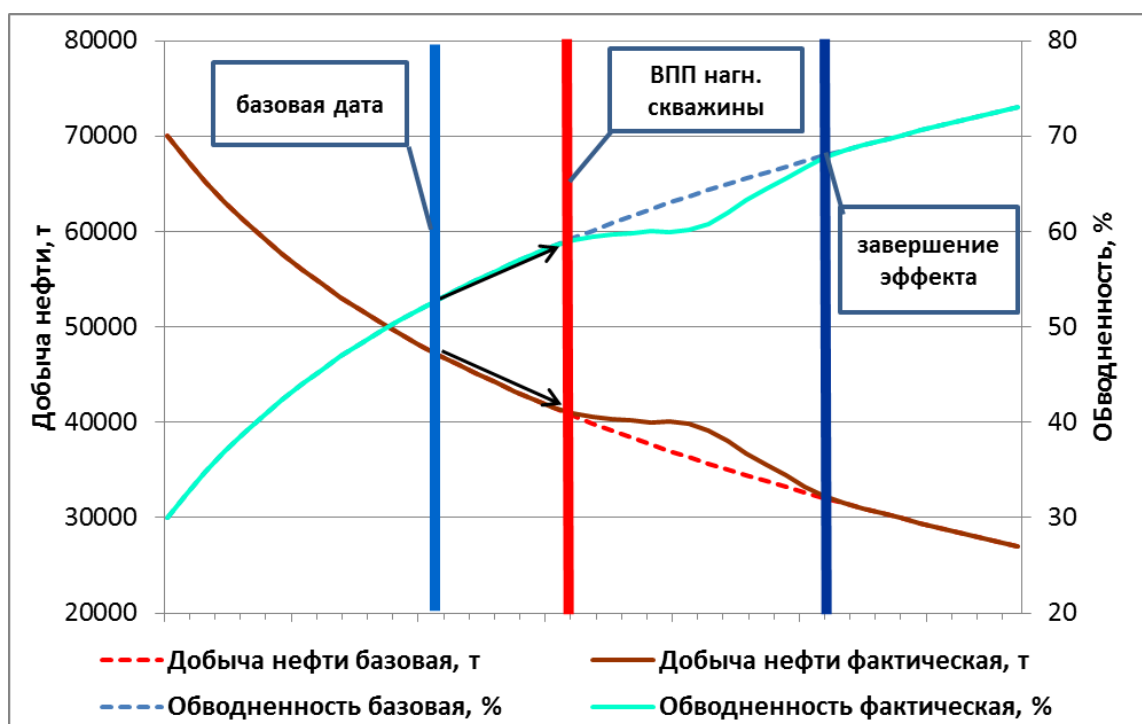


Рисунок 29 –Технологическая эффективность от применения ПОТ

Технологический эффект складывается из двух составляющих:

- За счет снижения обводненности продукции (за счет МУН);
- За счет изменения темпов отбора жидкости (за счет интенсификации).

Общая дополнительная добыча нефти равна алгебраической сумме этих двух составляющих.

Участок нагнетательных скважин 379, 380. Расчет эффективности по участку в целом

Участок включает добывающие скважины 372, 376, 382, 637, 736, 971, 973, 974, 977, 978, 979, 980

По участку получен лучший результат по ОПИ

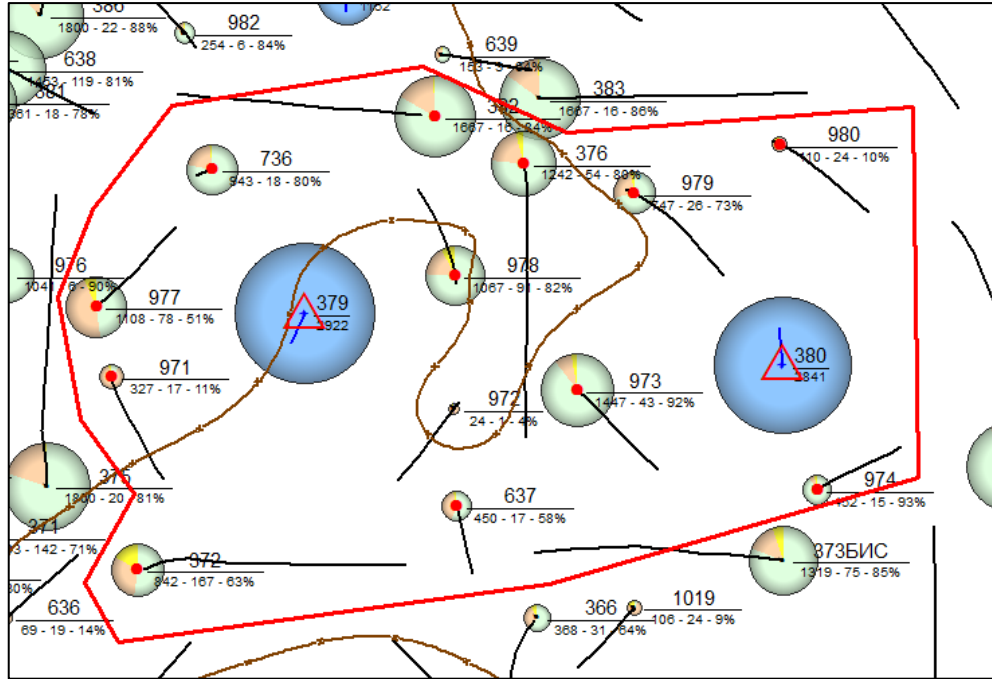


Рисунок 30 – Участок нагнетательных скважин 379, 380

На 1.11.2016 г. доп. добыча нефти составила:

- От снижения обводненности: 56951,5 т.;
- От изменения отборов жидкости: 59608,9 т.

Всего доп. добыча нефти составила: 116560,4 т.

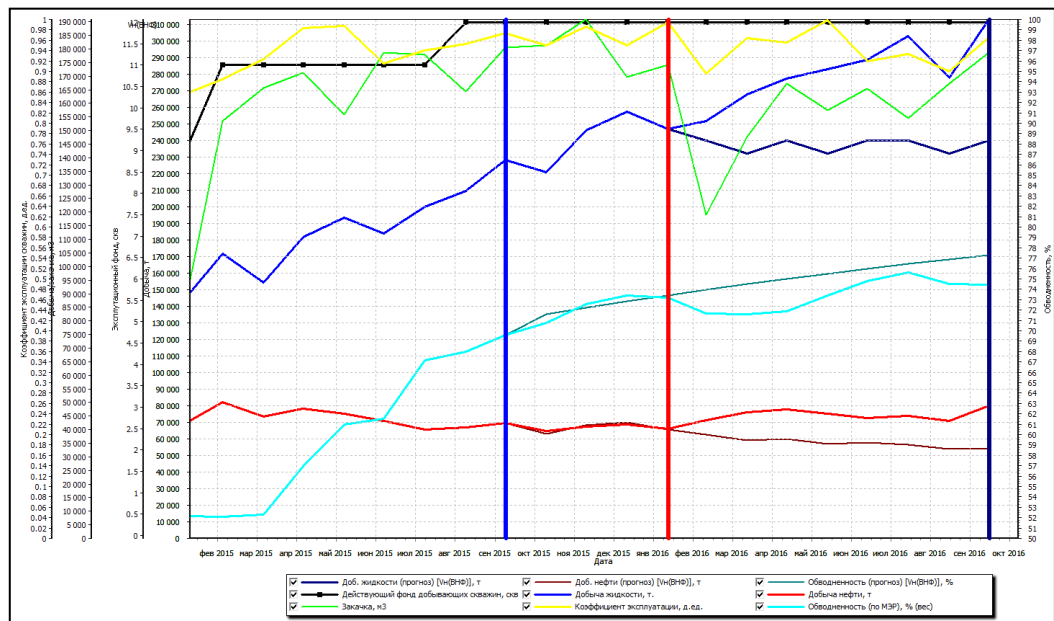


Рисунок 31 – Характеристика вытеснения

Характеристика вытеснения (V_H (ВНФ):

$$\ln(Q_B/Q_H) = (-1,324) + (4,569 \cdot 10^{-7}) \cdot Q_H. \quad (1)$$

Дата обработки – 02.2016 г.

Базовая дата – 10.2015 г.

Таблица 2 – Поскважинный расчет эффективности

№ скв.	Общая доп. добыча, т	Доп. добыча за счет сниж. обв-ти, т	Доп. добыча за счет изм. отборов ж-ти, т	Длительность эффекта, мес
372	7353.4	3682.6	3670.8	7
376	5381.2	6026.2	-645.1	6
382	10504.4	5092.0	5412.4	4
637	4072.7	-6450.4	10523.2	-
736	11649.3	7234.1	4415.2	продолжается
971	-5957.0	-1826.4	-4130.7	-
973	6258.4	4679.8	1578.6	продолжается
974	-693.2	-5509.1	4815.9	-
977	23579.2	26549.6	-2970.4	продолжается
978	17853.9	13443.4	4410.4	продолжается
979	2488.0	592.2	1895.8	6
980	-849.0	-583.3	-265.7	-
Всего	81641.2	52930.6	28710.6	

На обработку положительно (по снижению уровня обводненности) отреагировали 8 скв. из 12 (67% фонда).

По четырем скважинам эффект от снижения обводненности продолжается

Итого на 1.11.2016 доп. добыча нефти составила от снижения обводненности: 52931 т, от изменения отборов жидкости: 28711 т.

Всего доп. добыча нефти составила: 81641 т.

Участок нагнетательной скважины 556. Расчет эффективности по участку в целом.

Участок включает добывающие скважины 243, 548, 555, 569, 645, 646.

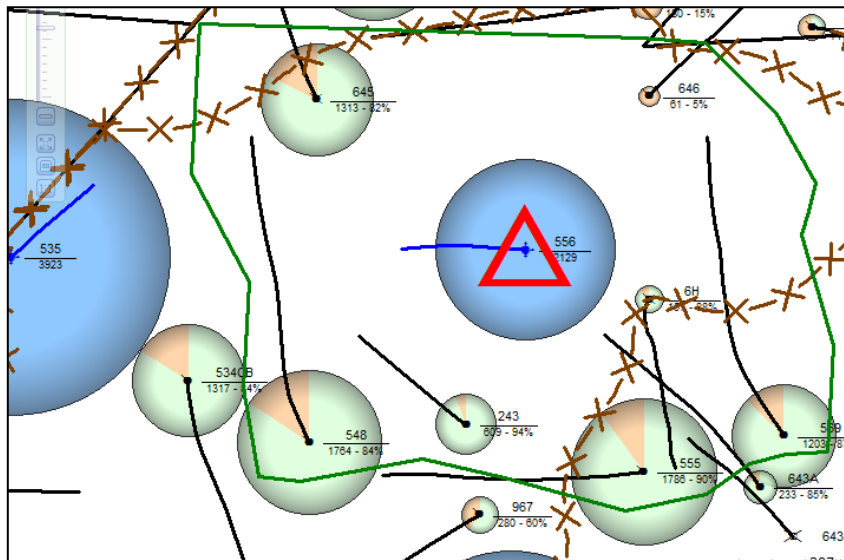


Рисунок 32 – Участок нагнетательной скважины 556

На 1.11.2016 г. доп. добыча нефти составила:
 – От снижения обводненности: минус 14545,1 т;
 – От изменения отборов жидкости: 45135,2 т.
 Всего доп. добыча нефти составила: 30590,1 т.

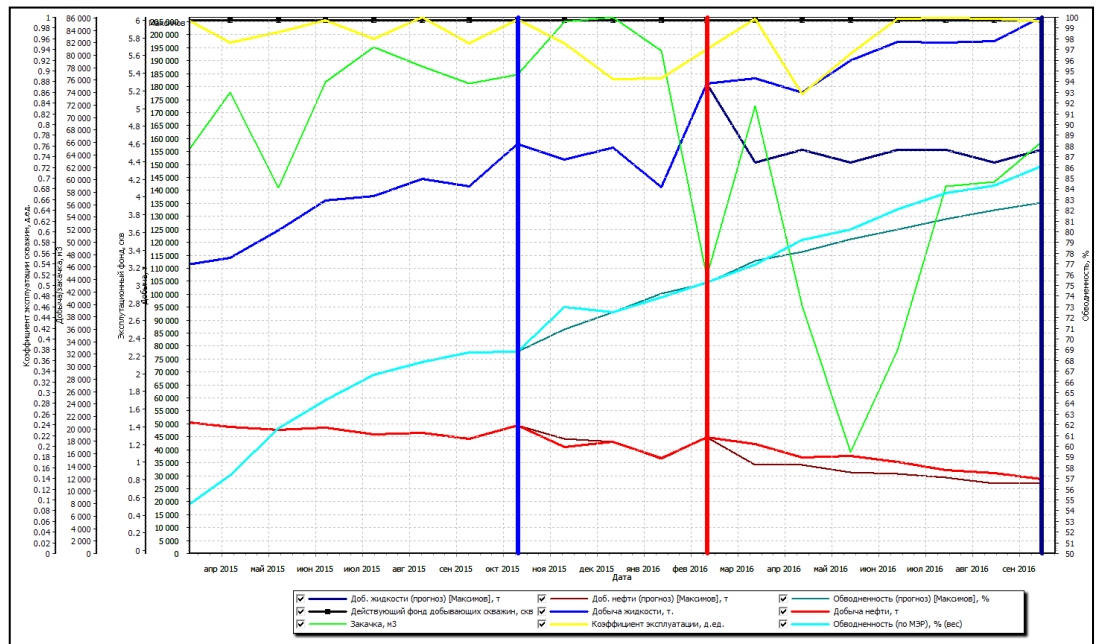


Рисунок 33 – Характеристика вытеснения (Максимов)

Характеристика вытеснения (Максимов):

$$\ln Q_{\text{в}} = (11,28 \cdot 10^1) + (1,975 \cdot 10^6) \cdot Q_{\text{н}} \quad (2)$$

Дата обработки – 03.2016 г.
 Базовая дата – 11.2015 г.

Отрицательный эффект от снижения обводненности связан с приходом фронта обводнения к добывающей скв. 548, причем фронт обводнения пришел со стороны нагнетательной скв. 535

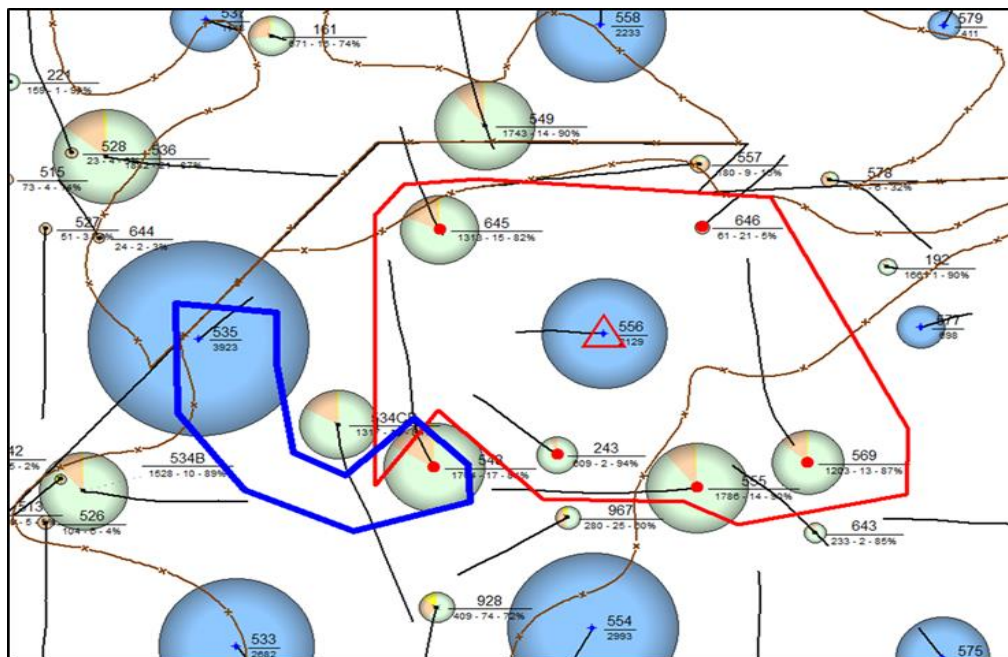


Рисунок 34 – Очаг 556. Влияние нагнетательной скважины 535 на обводненность скважины 548

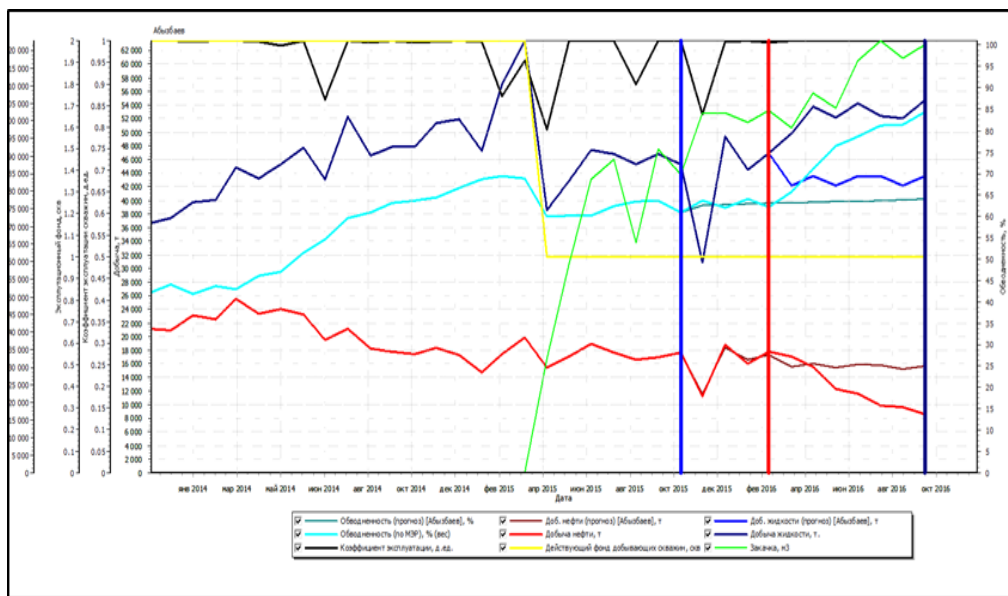


Рисунок 35 – Динамика показателей разработки по скв. 548-535

Закачка в скважину 535 после МУН увеличена на 20%.

Отбор жидкости по скважине 548 увеличен на 22%.

Это привело к увеличению обводненности с 62% до обработки до 84% на 1.11.2016 г.

Потери нефти по скважине 548 за счет снижения обводненности на 1.11.2016 составляют 11 тыс. т

Таблица 3 – Расчет эффекта по очагу скважины 556

Дата (год)	Добыча нефти (факт), т.	Обводненность (факт), %	Добыча нефти (база), т.	Обводненность (база), %	Доп. нефть, т.	Доп. нефть за счет сниж. обв., т.	Доп. нефть от изменения отборов жидкости, т.
8_2015	19763.8	73.58					
9_2015	21777.1	73.12					
10_2015	21546.1	73.61					
11_2015	21142.3	75.12					
12_2015	20132.2	78.37					
1_2016	19043.4	78.67					
2_2016	12507.0	81.88					
3_2016	18850.1	81.92					
4_2016	17542.4	82.76	13711.4	83.33	3831.1	801.7	3029.3
5_2016	14001.4	84.61	13328.0	84.32	673.4	-20.9	694.3
6_2016	17858.7	82.58	12195.1	85.17	5663.5	3098.3	2565.3
7_2016	16215.2	84.40	11916.8	85.98	4298.3	2199.5	2098.8
8_2016	15125.1	85.67	11304.6	86.70	3820.5	1771.2	2049.3
9_2016	14236.9	86.63	10407.8	87.35	3829.1	1555.2	2273.9
10_2016	13289.4	88.29	10235.9	87.96	3053.5	583.5	2470.0
Итого					25169.4	9988.4	15180.9

Расчет эффекта без участия скважины 548 по очагу скв. 556 на 1.11.2016 составляет ~ 10тыс. т.

Участок нагнетательной скважины 338.Поскважинный расчет эффективности.

Сводные результаты поскважинного расчета технологической эффективности от обработки нагнетательной скважины 338 объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения по состоянию на 01.11.2016 г.

Таблица 4 – Сводные результаты

№ скв.	Общая доп. добыча, т	Доп.добыча за счет снижения обводненности, т	Доп.добыча за счет изменения отборов жидкости, т	Длительность эффекта, мес
333	-16700.2	-7430.1	-9270.1	эфф-т отсутствует
334	16194.2	-9482.2	25676.4	по обводненности эфф-т отсутствует из-за влияния нагн. скв. 932
344	31972.0	26494.2	5477.8	продолжается
617	-7074.1	-5131.1	-1943.0	эфф-т отсутствует
629	-3491.4	-5670.0	2178.6	эфф-т отсутствует
931	-1787.2	-860.0	-927.2	эфф-т отсутствует
939	7244.6	7124.7	119.9	продолжается
Итого	26357.9	5045.6	21312.3	Со скв 334
Итого	10164	14528	-4364	Без скв 334

Дополнительная добыча нефти от снижения обводненности с учетом результата скв 334 на данный момент составляет 5045,6 тонн.

Наблюдается положительный результат по двум добывающим скважинам (успешность 29%).

Дополнительная добыча нефти от снижения обводненности БЕЗ учета скв 334 составляет 14528 тонн.

Итого на 1.11.2016 доп. добыча нефти составила от снижения обводненности: 5045,6 т

от изменения отборов жидкости: 21312,3 т.

Всего доп. добыча нефти составила: 26357,9 т.

Обработка ПОТ лишь одной нагнетательной скважины из двух или более рядом стоящих является НЕ эффективной

Участок нагнетательной скважины 338. Пример положительной реакции по очагу. Скважина 344.

Наиболее значимый эффект отмечается по добывающей скважине 344 (ранее диагностирован прорыв воды от нагнетательной скв. 338)

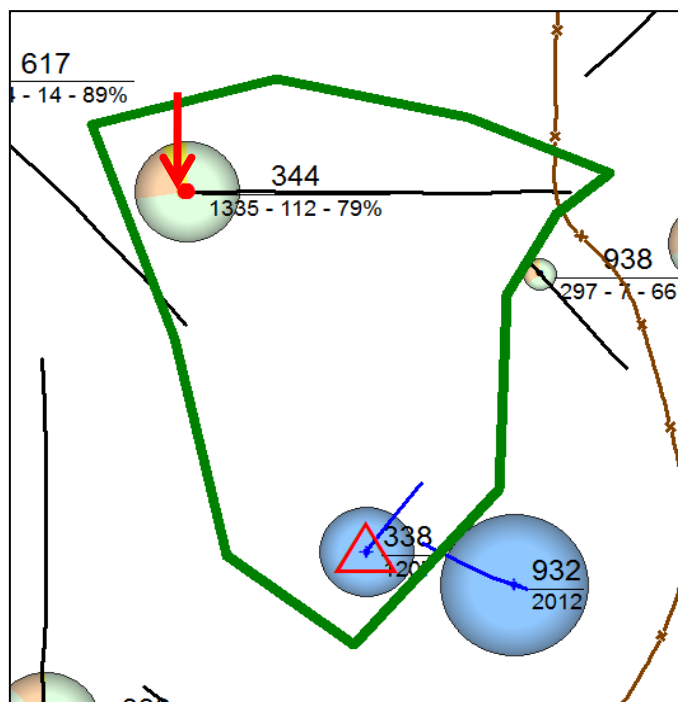


Рисунок 36 – Скважина 344

На 1.11.2016 доп. добыча нефти составила

– От снижения обводненности: 26494,2 т;

– От изменения отборов жидкости: 5477,8 т;

Всего доп. добыча нефти составила: 31972,0 т.

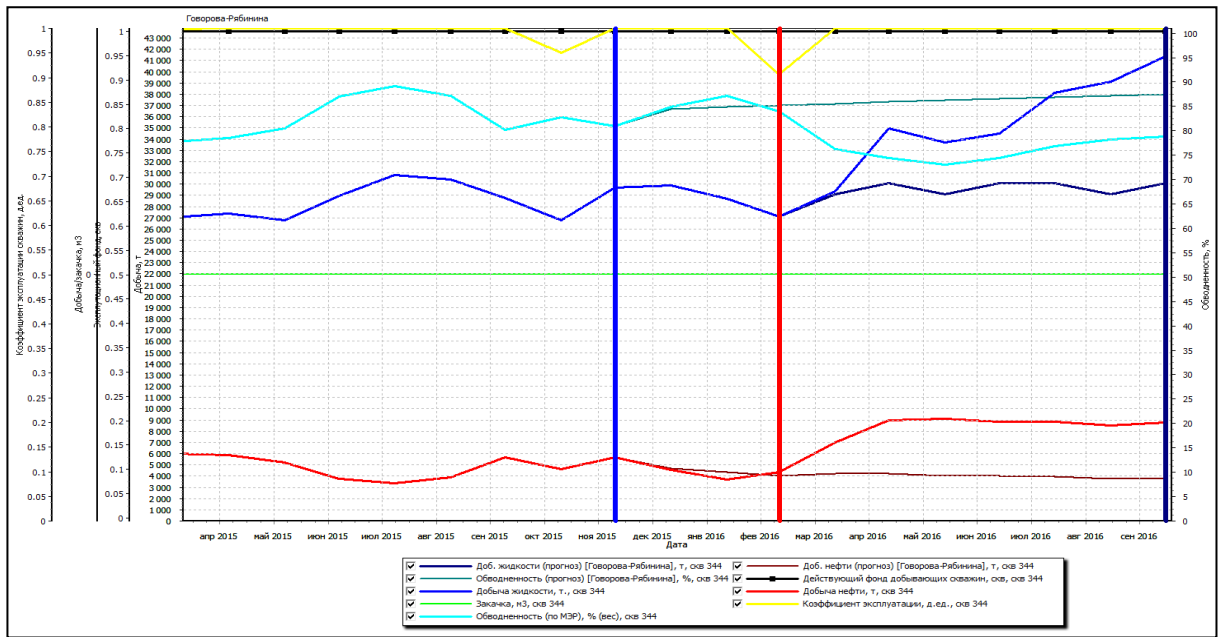


Рисунок 37 – Характеристика вытеснения (Говорова-Рябинина)

Характеристика вытеснения (Говорова-Рябинина):

$$\ln Q_v = (-77,31) + (6.666) * \ln Q_n . \quad (3)$$

Дата обработки – 03.2016 г.

Базовая дата – 12.2015 г.

Испытанная технология имеет значительный потенциал для изоляции прорывов воды в условиях Ванкорского месторождения

Участок нагнетательной скважины 313. Расчет эффективности по участку в целом.

Участок включает добывающие скважины 309, 317, 461, 462, 908, 915.

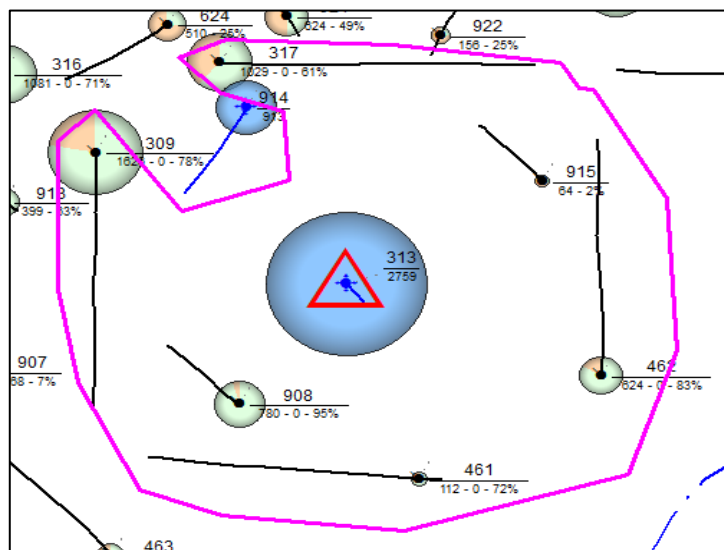


Рисунок 38 – Участок нагнетательной скважины 313

На 1.11.2016 доп. добыча нефти составила
 – От снижения обводненности: минус 7625,1 т;
 – От изменения отборов жидкости: минус 4464,3 т.
 Всего доп. добыча нефти составила: минус 12089,4 т.

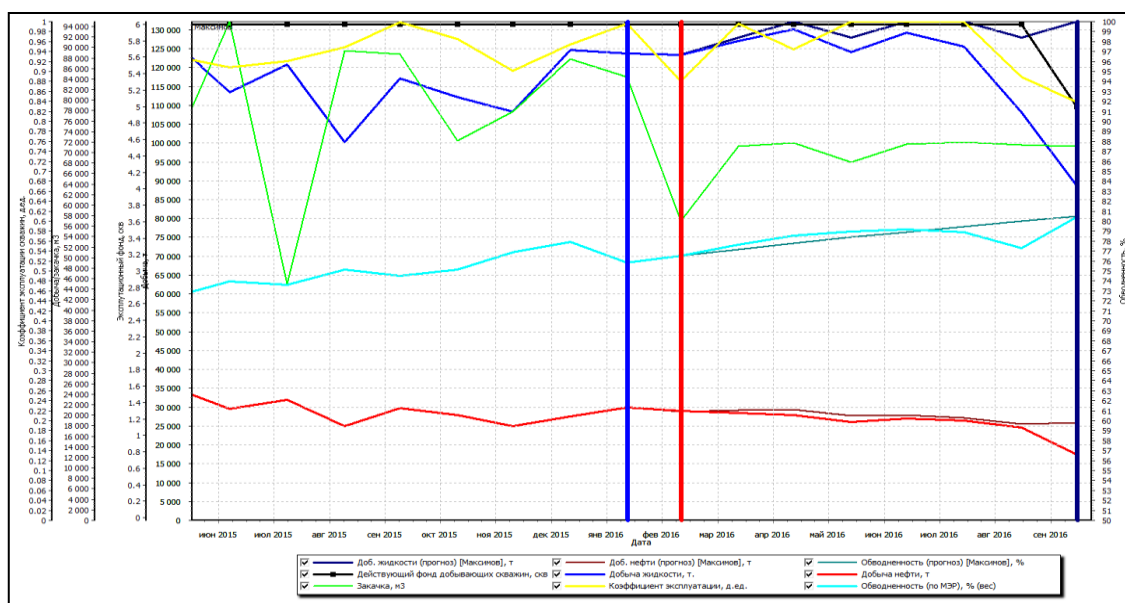


Рисунок 39 – Характеристика вытеснения (Максимов)

Характеристика вытеснения (Максимов):

$$\ln Q_{в} = (10,56) + (1.179 \cdot 10^{-6}) \cdot Q_{н}. \quad (4)$$

Дата обработки – 03.2016 г.

Базовая дата – 02.2016 г.

Отрицательный эффект вероятно связан с переводом под нагнетание скважины 914, запуск которой отрицательно повлиял на скважину 309.

Поскважинный расчет эффективности.

Результаты поскважинного расчета технологической эффективности от обработки нагнетательной скважины 313 объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения по состоянию на 01.11.2016 г.

Таблица 5 – Результаты поскважинного расчета

№ скв.	Общая доп. добыча, т	Доп. добыча за счет снижения обводненности, т	Доп. добыча за счет изменения отборов жидкости, т	Длительность эффекта, мес
309	-2899.3	-5558.0	2658.8	по обводненности эфф-т отсутствует, вероятно прорыв воды от скв. 914
317	6259.2	8069.3	-1810.1	6
461	-866.1	55.8	-921.8	2
462	-414.9	-243.5	-171.5	по обводненности эфф-т отсутствует
908	-1593.2	317.3	-1910.5	падение отборов приводит к суммарному отрицательному эффекту
915	1030.6	-420.1	1450.6	по обводненности эфф-т отсутствует
Итого	1516.4	2220.8	-704.5	

Дополнительная добыча нефти от снижения обводненности составляет 2220,8 тонн.

Наблюдается положительный результат по трем добывающим скважинам (успешность 50%).

Итого на 1.11.2016 доп. добыча нефти составила от снижения обводненности: 2220,8 т. от изменения отборов жидкости: минус 704,5 т.

Всего доп. добыча нефти составила: 1516,4 т.

Обработка ПОТ лишь одной нагнетательной скважины из двух или более рядом стоящих является НЕ эффективной

Таблица 6 – Сводная информация по интегральным расчетам в целом по участкам

Очаг	Общая доп. добыча, т	Доп. добыча за счет снижения обводненности, т	Доп. добыча за счет изменения отборов жидкости, т	Длительность эффекта, мес.
очаг 379, 380	116560.1	56951.2	59608.9	Эффект продолжается как по обводненности, так и по отбору жидкости
очаг 556	30590.1	-14545.1	45135.3	По обводненности эфф-т отсутствует по причине влияния результата скважины 548, по отбору жидкости продолжается
очаг 338	5952.2	3583.8	2368.4	3 мес.
очаг 313	-10488.9	-3455.3	-7033.6	Эффект отсутствует из-за запуска второй нагнетательной скважины на участке
Итого	142613.6	42534.6	100079.0	

Согласно проведенным расчетам дополнительная добыча нефти по всем участкам по состоянию на 01.11.2016 г от снижения обводненности может быть

принята на уровне 42,5 тыс. т. и от интенсификации отбора жидкости 100,1 тыс. т. Общий эффект составляет 142,6 тыс. т.

Выводы из результатов ОПИ 2016 г.

Результаты расчетов технологической эффективности показали положительный результат проведенных ОПИ потокоотклоняющей технологии на основе гелеполимерного состава на объекте Як-III-VII Ванкорского месторождения.

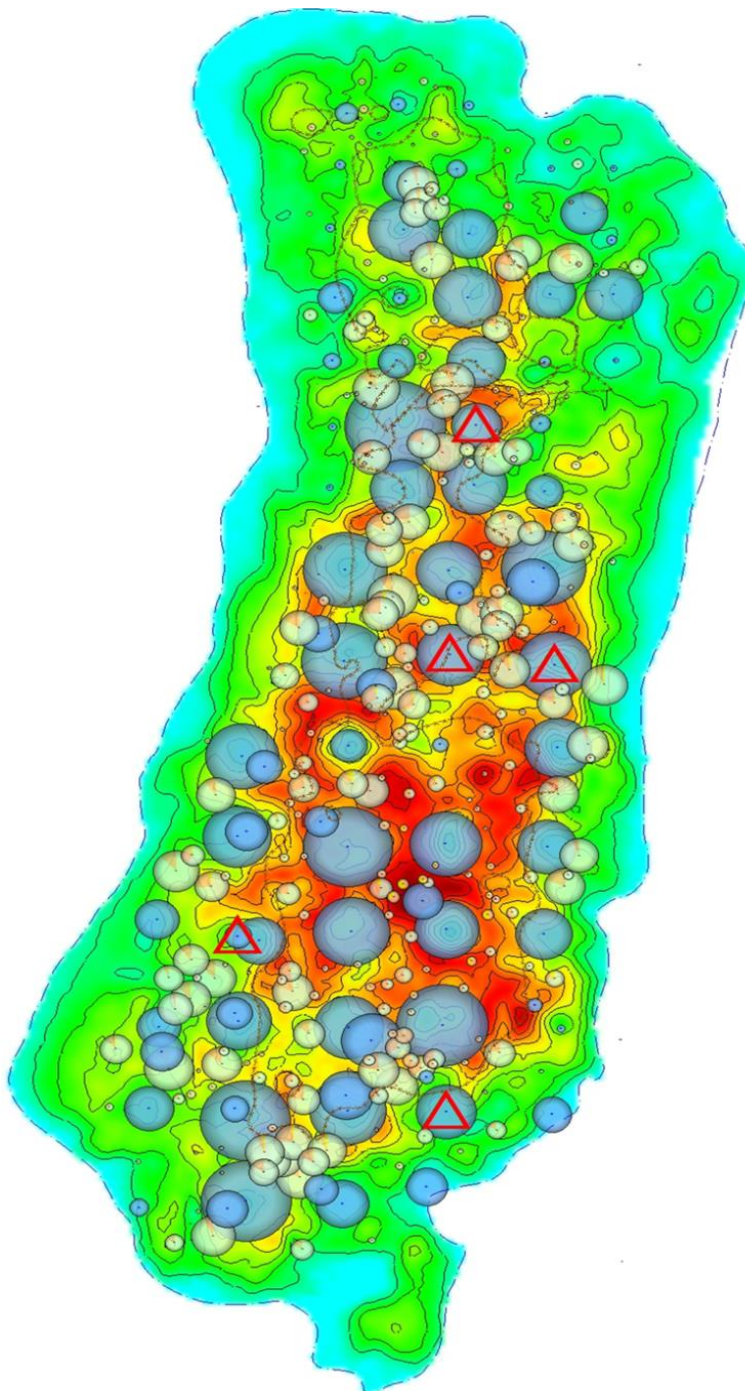


Рисунок 40 – Як-III-VII

Были выявлены особенности:

- Закачка ГПС в условиях пласта Як-III-VII должна производиться до стабилизации забойного давления в течение минимум 72 часов;
- Интенсификация отбора жидкости в этих условиях допускается только в пределах достигнутого интервала снижения обводненности;
- При планировании последующего расширенного внедрения технологии на объекте Як-3-7 необходимо производить «ковровые» обработки с целью исключения негативного влияния соседних нагнетательных скважин по отношению реагирующим скважинам обрабатываемого участка.

Расширение работ по внедрению ПОТ на основе ГПС на объекте Як-3-7 и ОПИ на объектах Нх-1 и Нх-3-4 в 2017 г.

Проведен следующий комплекс работ:

- Анализ и ранжирование элементов заводнения в разрезе применения ФХ МУН на объектах разработки согласно корпоративным рекомендациям ДРМ

- Критический анализ применимости «классического» полимерного заводнения на Ванкорском месторождении. Перспективы применения циклического гелеполимерного заводнения в 2018 – 2021 гг;

- Разработка программы работ по расширенному внедрению ПОТ на основе ГПС на объектах Як-3-7, Нх-1 и Нх-3-4;

- Выбор и обоснование участков воздействия;

- Механизмы (маршруты) обводнения продукции добывающих скважин на объектах разработки Ванкорского месторождения;

- Корректировка технологии применения СПС;

- Обоснование объемов закачки;

- Прогноз дополнительной добычи нефти;

Критерии применимости полимерного заводнения.

Полимерное заводнение в его «классическом» варианте, является нецелесообразным для условий объектов Ванкорского месторождения по следующим причинам:

- По объекту Як-3-7 движение воды от нагнетательных скважин осуществляется по сети трещин, т.к. полимерный раствор будет фильтроваться по ним неэффективно вытесняя нефть;

- По объекту Нх-3-4 движение воды от нагнетательных скважин осуществляется по высокопроницаемым пропласткам, в связи с чем необходимо закачивать ПАА высокой концентрации;

Закачиваются значительные объемы рабочих растворов полимера – от 30% до 50% порового объема

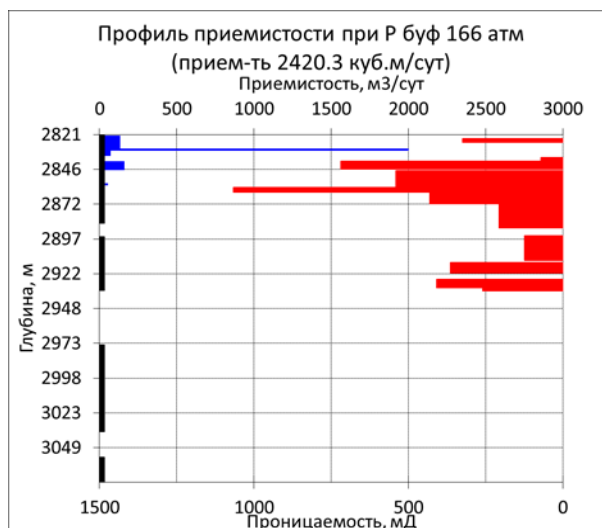


Рисунок 41 – Результаты исследования профиля приемистости скв. 313 Пласта Як-3-7

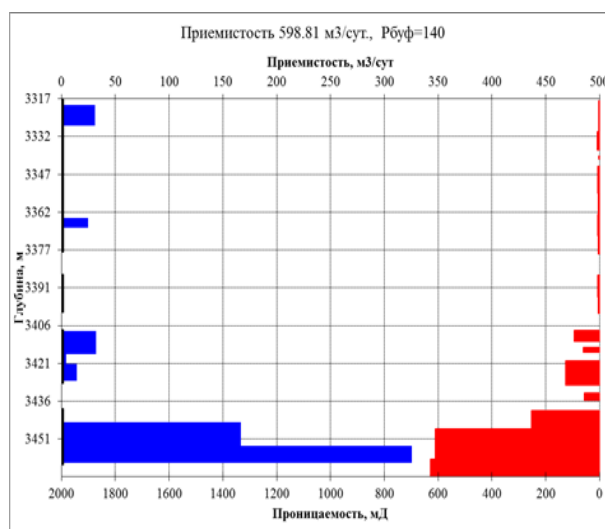


Рисунок 42 – Результаты исследования профиля приемистости скв. 154 Пласта Нх-3-4

В «классическом» варианте полимерное заводнение на объекта Ванкорского месторождения является нецелесообразным как с технологической, так и с экономической точек зрения.

Вариант циклического гелеполимерного воздействия

В условиях Ванкорского месторождения рекомендуется следующая стратегия применения МУН:

– В 2016 г проведено ОПИ технологии ПОТ на 5 скважинах объекта Як-3-7, апробация технологии СПС, проверка возможности закачки СПС на горизонтальных скважинах с положительными технико-экономическими результатами.

– В 2017 г произвести обработку не менее 15 скважин на трех объектах Ванкорского месторождения, при этом провести тиражирование апробированной технологии ПОТ на расширенном участке объекта Як-3-7 с корректировкой испытанной технологии и провести ОПИ технологии на объектах Нх-1 и Нх-3-4.

– В 2018 г – тиражирование технологии ПОТ на объектах Як-3-7, Нх-1, Нх-3-4 в количестве 30 - 40 скважин (25% от фонда скважин), а также провести опытно-промышленные работы по технологии с применением водонабухающих смол на объекте Як-3-7.

– В 2019 – 2021 гг. ежегодно подвергать обработке не менее 30% от нагнетательного фонда по технологии ПОТ (в случае успешности обработок 2017 – 2018 гг.) или начать реализацию технологии циклического гелеполимерного заводнения.

При дальнейшей интенсивной разработке залежей Ванкорского месторождения актуальность применения циклического гелеполимерного заводнения только возрастает

Выбор скважин-кандидатов на объекте Як-3-7 на 2017 год

На объекте Як-3-7 по согласованию со специалистами ООО «РН-Ванкор» подобрано 20 скважин-кандидатов.

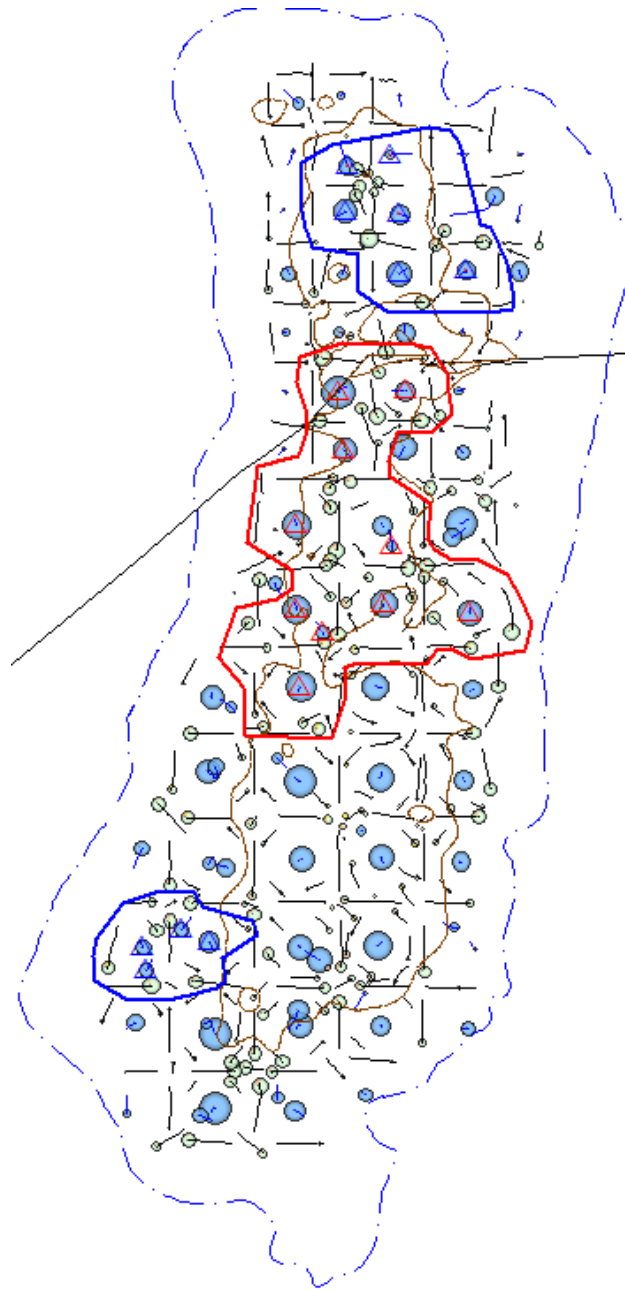


Рисунок 43 – Объект Як-3-7

Основной участок (красный контур) - 10 нагнетательных скважин в центре залежи (535, 556, 533, 389, 983, 378, 970, 379, 380 и 368 - красные треугольники).

Резервные участки (синий контур):

– 6 нагнетательных скважин в северной части залежи (541, 543, 564, 562, 560 и 581);

– 4 нагнетательные скважины в юго-западной части залежи (924, 324, 323 и 961).

При выборе скважин и участков соблюдался принцип «ковровой» обработки, с целью минимизации отрицательного влияния соседних нагнетательных скважин

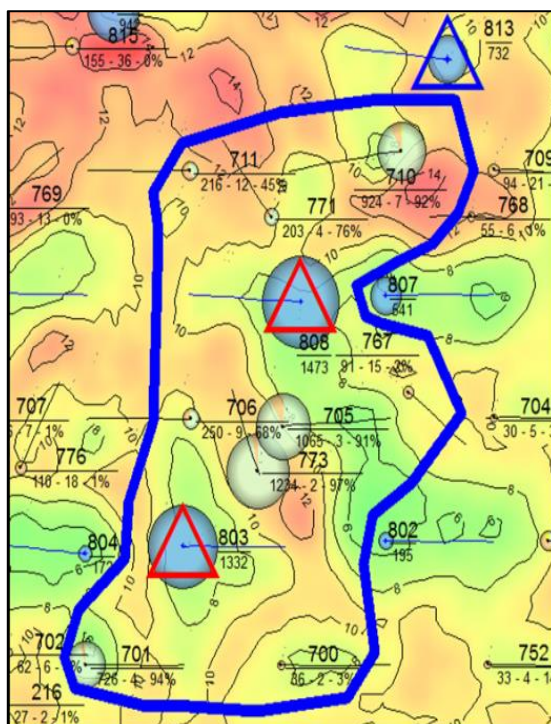


Рисунок 44 – Характеристики участка воздействия на объекте Нх-1

Таблица 7 – Характеристика нагнетательных скважин

№ скв.	Накопленная закачка рабочего агента, тыс. м ³	Максимальная суточная приемистость, м ³	Закачка за последний месяц, м ³	Текущая приемистость, м ³ /сут
803	873,9	1774,6	43052,0	1388,8
808	1008,8	1578,5	48610,0	1568,1
813 (резерв)	588,0	1091,6	25438,0	820,6

Текущие технологические параметры			
Дебит жидкости, т/сут		466.9	
Дебит нефти, т/сут		71.6	
Обводненность, %		77.6	
Приемистость		1402.0	
Текущая компенсация, %		73.4	
Накопленная компенсация, %		56.1	
Накопленная добыча нефти, тыс.т		1942.9	
Текущий КИН, %		22.4	
Прогнозный КИН, %		30.7	
Проектный КИН, %		37.2	
Отбор от НИЗ, %		60.1	
ТИЗ (прогноз), тыс.т		724.0	
Отбор запасов прогноз, %		82.6	
Кохв. (прогноз)		0.612	
Квыт. (проект.)		0.502	
Накопленный ВНФ		0.89	
Геологические параметры			
S участка, км ²	12.76	m, %	20.6
Qбал., тыс. т	8684.5	Нефтенас., %	62.2
Qизвл., тыс.т.	3231	Кпрон, мД	153.7
Доля суперколлектора по ГИС, %	12.1	Нэфф, м	9.3
		K'max/K'min	350.7 / 29.2
		H'max/H'min, %	3.6 / 5.7
		Расчлененность	2.5
Минер. доб. воды, г/л	17.3	Неоднородность	13.8
		вязкость нефти в пл.у., мПа*с	0.6

Рисунок 45 – Текущие технологические параметры

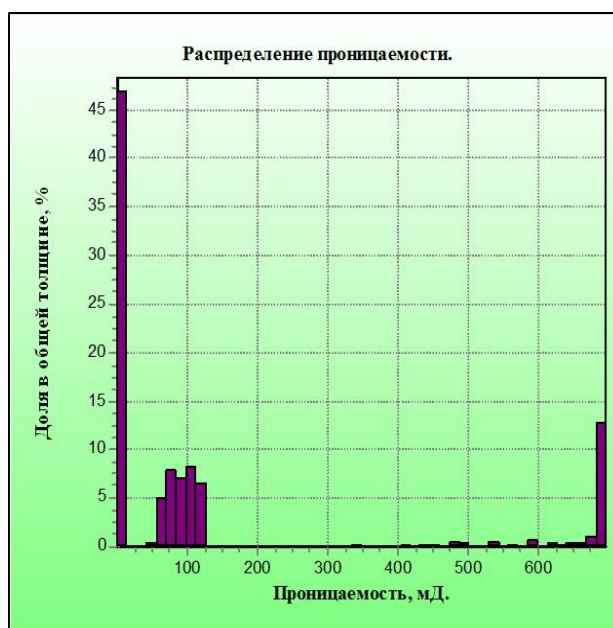


Рисунок 46 – График проницаемости

Участок соответствует всем критериям применимости потокоотклоняющих технологий

Выбор скважин-кандидатов на объекте Нх-1 на 2017 год.

В купольной части пласта наблюдается наличие суперколлектора.

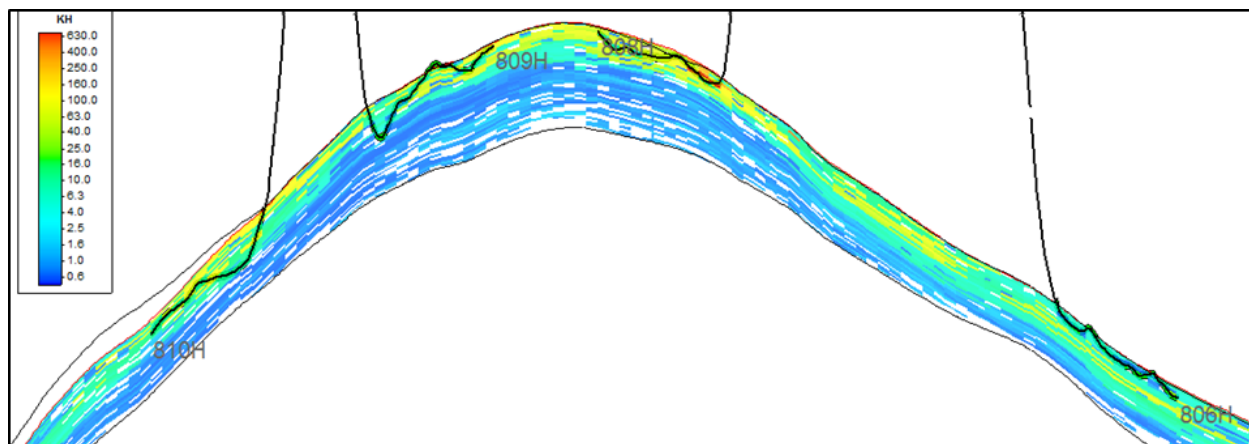


Рисунок 47 – Наличие суперколлектора на скважине 808

Высокие значения приемистости нагнетательных скважин, дебиты добывающих скважин по жидкости и высокие уровни обводненности наблюдаются в центральной и южной частях залежи.

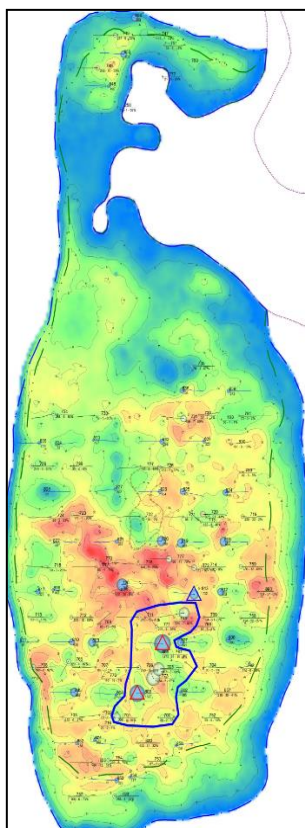


Рисунок 48 – Участок залежа нагнетательных скважин 803,808

Трассерные исследования (2015г) на скважины 808 показали, что она оказывает значительное влияние на добывающие скважины 710, 705 и 706, что объясняется движением жидкости по суперколлектору.

В результате анализа для ОПИ подобран участок в южной части залежи, включающий в себя нагнетательные скважины 803 и 808.

В результате анализа для ОПИ подобран участок в южной части залежи, включающий в себя нагнетательные скважины 803 и 808.

Залежь пласта Нх-3-4 нефтегазоконденсатная с поддержанием пластового давления как водонагнетательными скважинами с разрезающими рядами и околосконтурным заводнением, так и газонагнетательными скважинами в центре купола южной части залежи.

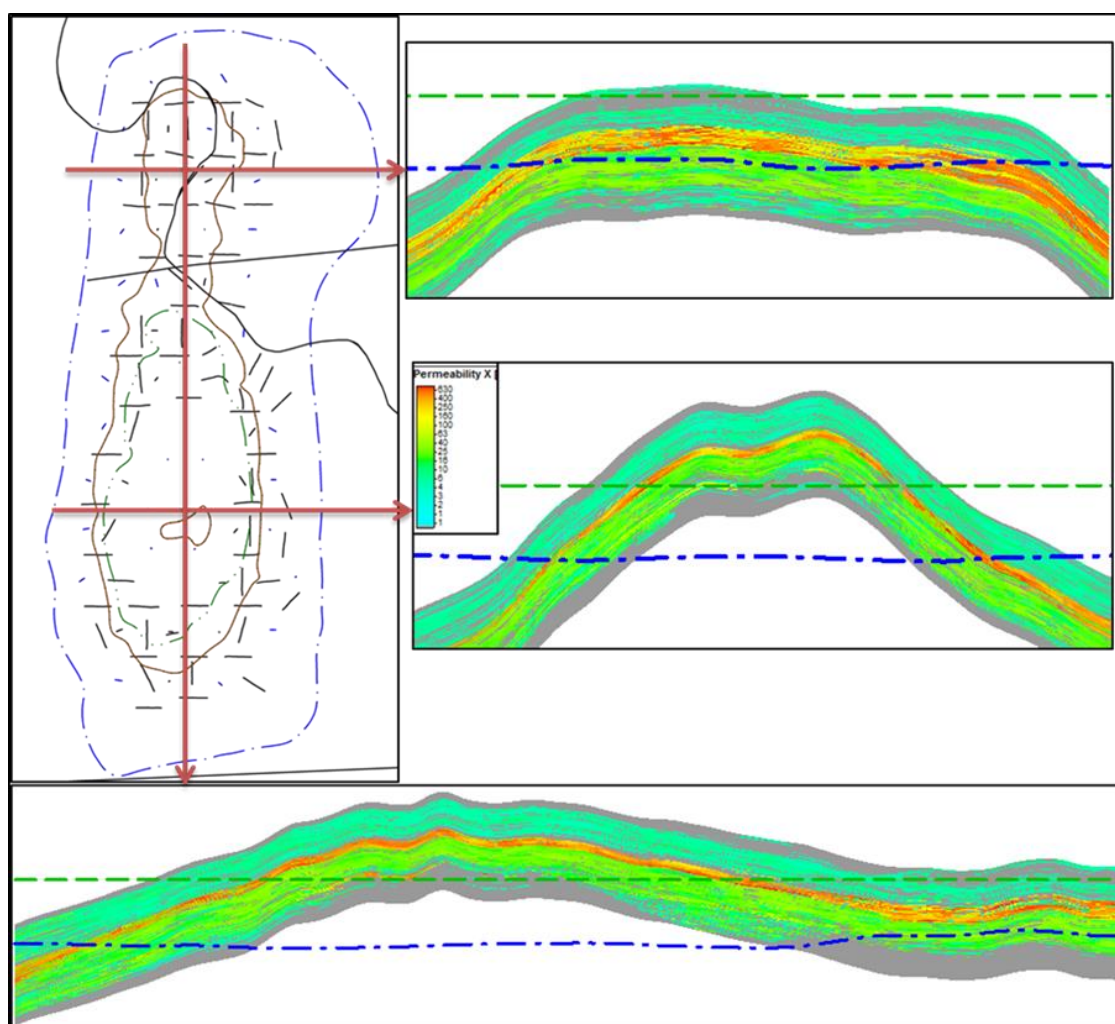


Рисунок 49 – Залежь пласта Нх-3-4

В геологическом разрезе залежи прослеживается наличие высокопроницаемого пропластка.

В северной части толщина высокопроницаемого пропластка несколько больше, чем в южной.

Проведение ОПИ наиболее целесообразно в северной части залежи.

Участок включает 3 основных и 5 резервных нагнетательных скважин.

Характеристики участка воздействия на объекте Нх-3-4.

Участок соответствует всем критериям применимости потокоотклоняющих технологий.

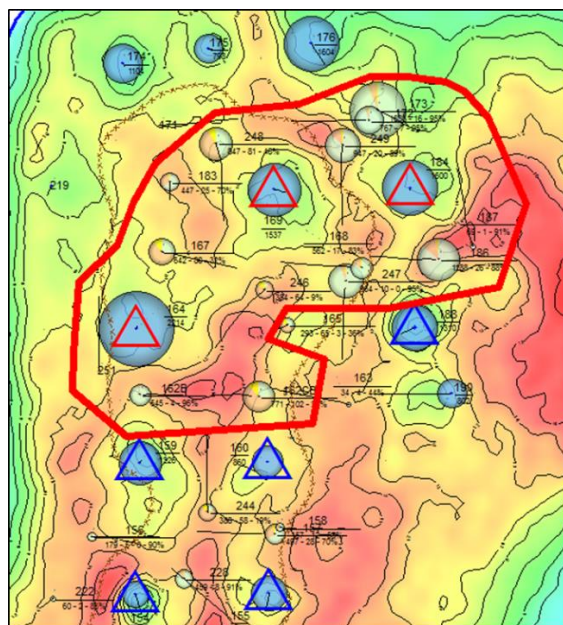


Рисунок 50 – Участок нагнетательных скважин 164, 169, 184

Таблица 8 – Характеристика нагнетательных скважин

№ скв.	Накопленная закачка рабочего агента, тыс. м ³	Максимальная суточная приемистость, м ³	Закачка за последний месяц, м ³	Текущая приемистость, м ³ /сут
Основные скважины для обработки				
164	578.7	2185.3	67087	2164.1
169	1418.1	1868.5	47491	1531.9
184	1444.9	1876.1	50927	1642.8
Резервные скважины для обработки				
160	224.4	1264.3	22600	729.0
188	1176.1	1375.1	42628	1375.1
154	750.3	797.7	24095	777.3
155	365.1	1050.2	3687	884.9
159	550.1	1334.4	38975	1257.3

<i>Текущие технологические параметры</i>			
Дебит жидкости, т/сут			753.0
Дебит нефти, т/сут			188.6
Обводненность, %			75.0
Приемистость			1784.0
Текущая компенсация, %			54.7
Накопленная компенсация, %			34.5
Накопленная добыча нефти, тыс. т			6829.1
Текущий КИН, %			17.8
Прогнозный КИН, %			29.2
Проектный КИН, %			40.8
Отбор от НИЗ, %			43.7
ТИЗ (прогноз), тыс. т			4367.6
Отбор запасов прогноз, %			71.7
Кохв. (прогноз)			0.564
Квыт. (проект)			0.518
Накопленный ВНФ			0.76
<i>Геологические параметры</i>			
S участка, км ²	39.6	m, %	19.3
Qбал., тыс. т	38291	Нефтенас., %	52.3
Qизвл., тыс. т.	15623	Кпрон, мД	158.4
Доля суперколлектора по ГИС, %	1.9	Нэфф, м	13.7
		K'max/K'min	441.4 / 22.4
		H'max/H'min, %	4.5 / 9.3
		Расчлененность	3.9
Минер. доб. воды, г/л	14.5	Неоднородность	34.6
		вязкость нефти в пл.у., мПа*с	0.6

Рисунок 51 – Текущие технологические параметры

Описание технологии воздействия на объекте Як-3-7 на 2017 год.
Механизм обводнения на объекте Як-3-7.

На основе анализа совокупности данных (трассерных исследований, профилей приемистости нагнетательных скважин и профилей притока добывающих скважин окружения) установлено, что преобладающим механизмом обводнения продукции добывающих скважин закачиваемой водой на объекте Як-III-VII является линейная фильтрация по трещине в ПЗП нагнетательной скважины, совмещенная с дальнейшей фильтрацией по высокопроницаемой части матрицы до добывающих скважин.

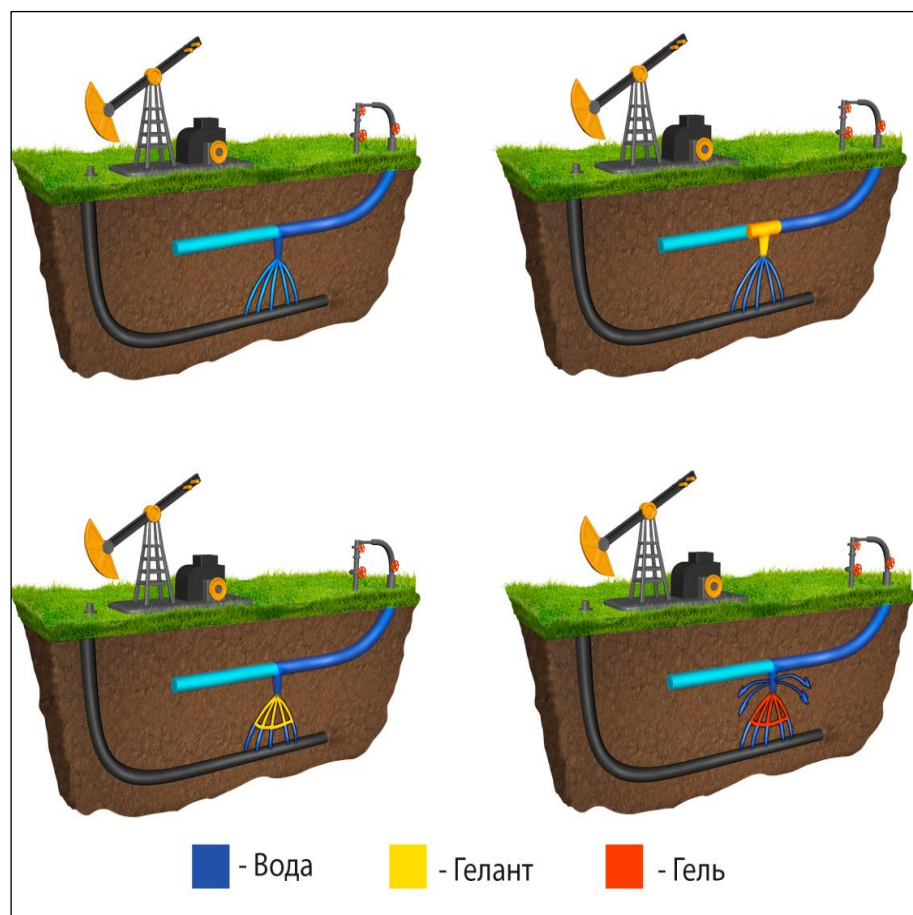


Рисунок 52 – Алгоритм закачки ГПС и изоляции обводненной высокопроницаемой матрицы пласта

Закачивается гелант, который продавливается через трещину в матрицу с учетом времени гелирования. После размещения рассчитанной оторочки геланта в водопромытую часть матрицы задается время для завершения сшивки. Требуется расчет глубины продвижения геланта и времени его сшивки. Закачиваются сравнительно небольшие объемы реагента - минимальное продвижение 2 м со стороны трещины в матрицу.

Описание технологии воздействия на объекте Як-3-7 на 2017 год.

Дизайны 2016 г цель - апробация возможности применения технологии сшитых полимерных систем в «щадящем» режиме. В связи с чем осуществляли постепенный переход с менее вязких композиций к более вязким.

Таблица 9 – Описание технологии воздействия на объекте Як-3-7

Этап		Состав закачиваемого раствора		Объем закачки, м ³
1	Подача полимерного раствора без сшивателя	ПАА, мг/л	1500	200
2	Подача полимерного раствора со сшивателем	ПАА, мг/л	1500	500
		Ацетат хрома мг/л	150	
3	Выравнивание профиля приемистости	ПАА, мг/л	3000	2000
		Ацетат хрома мг/л	300	
Общий объем СПС на 1 скважину, м³				2700

Испытания показали успешность применения предложенной технологии, ни по одной из обработанных скважин не возникло проблем с эксплуатацией
 Дизайны 2017 г - полноценное применение технологии с традиционной последовательностью этапов.

Таблица 10 – Описание технологии воздействия на объекте Як-3-7

Стадия	Объем закачки, м ³	Концентрация ПАА, %	Концентрация ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество ацетата хрома, т
Предотвора	200	0.15	0	0.3	0
ПОТ (1)	1500	0.3	0.03	4.5	0.45
ПОТ (2)	500	0.4	0.04	2	0.2
ПОТ (3)	500	0.5	0.05	2.5	0.25
Вытеснение	1000	0.15	0.015	1.5	0.15
Итого	3700	0.3	0.027	10.8	1.05

Описание технологии воздействия на объектах НХ на 2017 год.

Механизм обводнения на объектах НХ

I. В купольной части структуры наблюдается наличие суперколлектора.

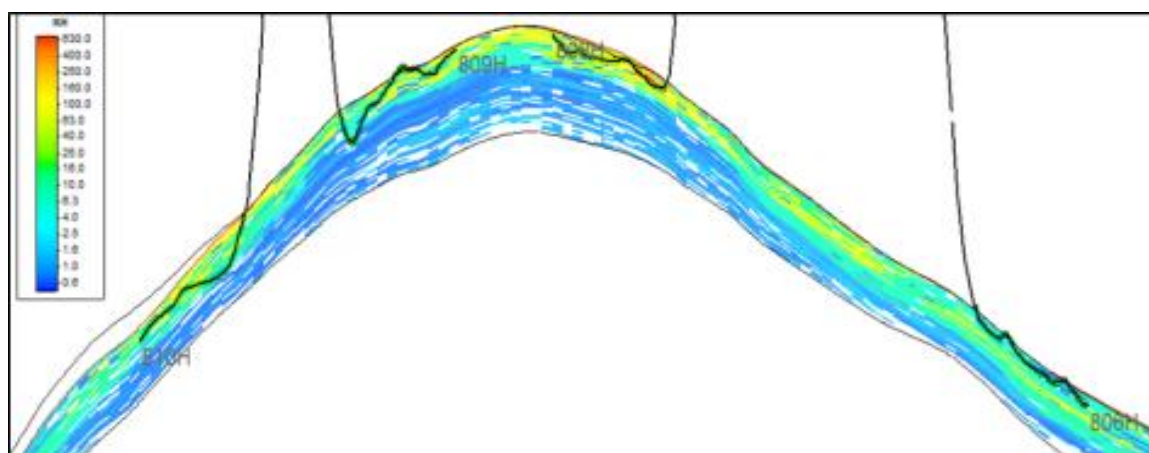


Рисунок 53 – Скважина на объекте Нх-1

II. По результатам трассерных исследований наблюдаются высокие скорости продвижения индикаторов по пласту (вынос в первые 1 – 2 суток).

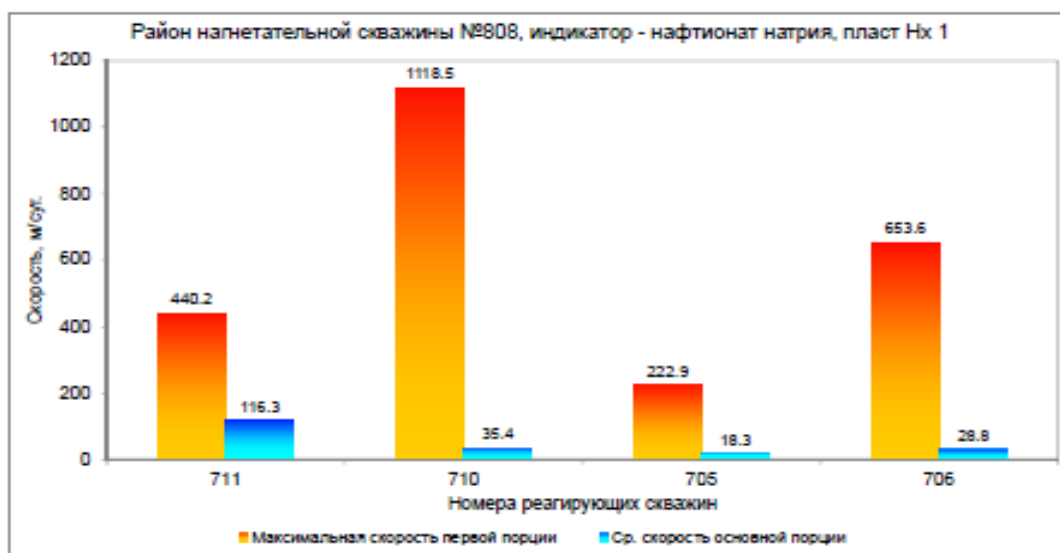


Рисунок 54 – Район нагнетательной скважины 808



Рисунок 55 – Район нагнетательной скважины 169

III. По данным анализа профилей приемистости нагнетательных скважин существует прямая зависимость между приемистостью интервала перфорации.

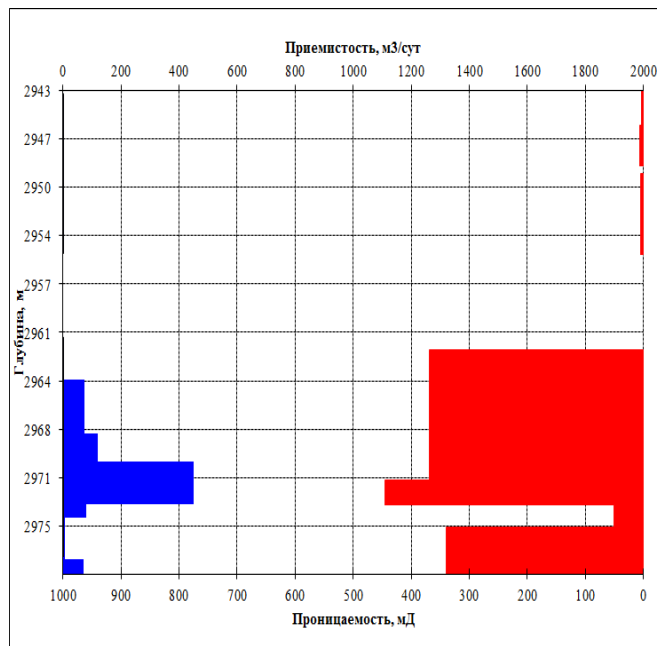


Рисунок 56 – Анализ профиля приемистости

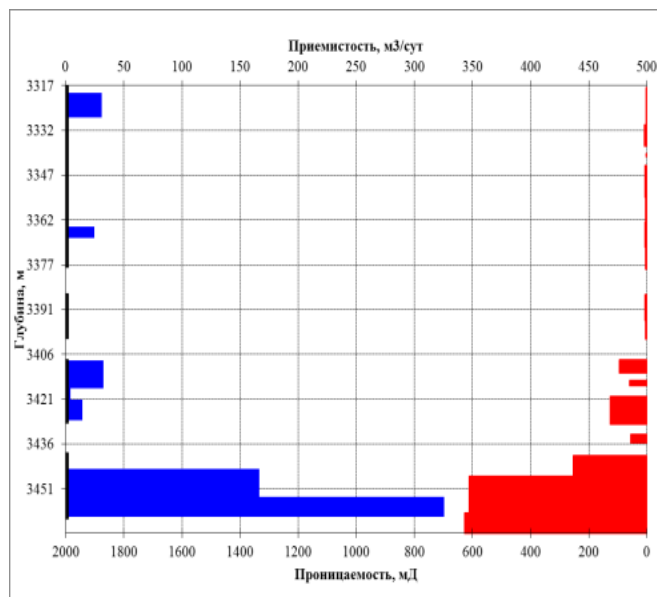


Рисунок 57 – Анализ профиля приемистости

Описание технологии воздействия на объектах Нх-1 и Нх-3-4.

Механизм обводнения на объектах Нх-1 и Нх-3-4.

По положениям, указанным выше механизм обводнения продукции добывающих скважин заключается в радиальной фильтрации закачиваемой в нагнетательные скважины воды по суперколлекторам и высокопроницаемым пропласткам в условиях наличия межпластовых перетоков по вертикали.

В данном случае применяется технология адресного размещения потокоотклоняющего барьера, удаленного от призабойной зоны скважины

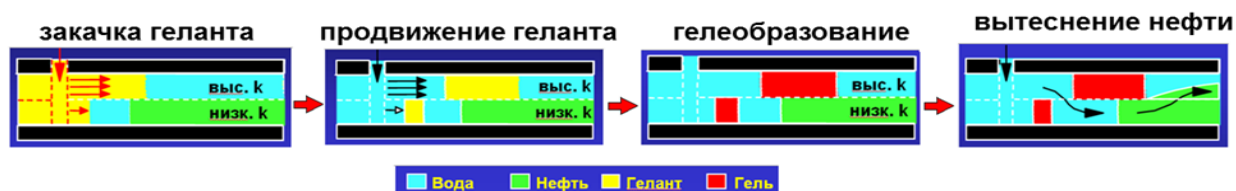


Рисунок 58 – Механизм обводнения на объектах Нх-1, Нх-3-4

Таблица 11 – Стадии вытеснения нефти с низкой вязкостью

Стадия	Объем закачки, м3	Конц. ПАА, %	Конц. ацетата хрома, %	Количество ПАА, т	Количество сшивателя - ацетата хрома, т
Предотрочка	200	0,15	0	0,3	0
ВПП(1)	1300	0,3	0,03	3,9	0,39
ВПП(2)	500	0,4	0,04	2	0,2
ВПП(3)	400	0,5	0,05	2	0,2
Итого	2400			8,2	0,79

В связи с низкой вязкостью нефти в пластовых условиях (0,6 сПз) стадия вытеснения не целесообразна.

Ожидаемая доп. добыча от применения ПОТ на объектах Як-3-7, в 2017 году.

Оценка прогнозной технологической эффективности осуществлена на основании результатов обработок 2016 г. на объекте Як-3-7:

–Параметром оценки результатов работ принят показатель прироста добычи нефти по отношению к базовой добыче нефти по всем очагам воздействия;

–Базовая добыча нефти строится путем суммирования базовой добычи нефти по 4 очагам воздействия в 2016 г. на основе построенных при оценке эффекта прогнозных базовых показателей по характеристикам вытеснения;

–При построении динамики технологических показателей по всем очагам воздействия даты по оси абсцисс смещаются к условной, нулевой дате.

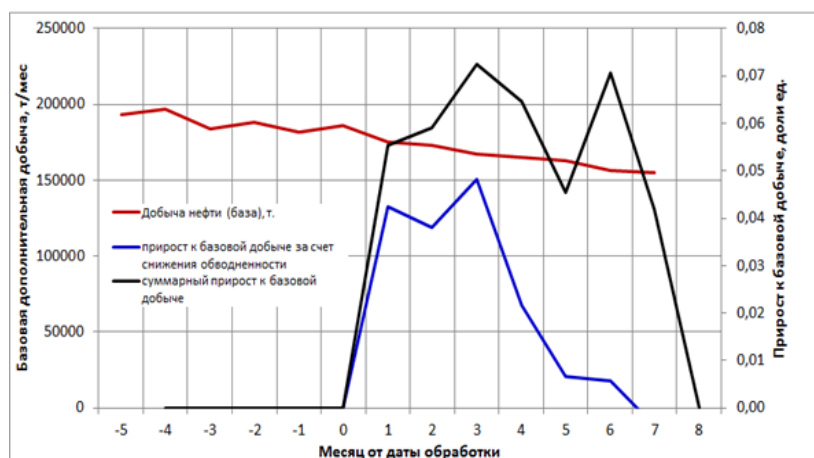


Рисунок 59 – Динамика базовой добычи нефти и доп. добычи по суммарным показателям добычи четырех участков 2016г

В первом варианте проведена оценка минимально-гарантированной дополнительной добычи нефти, которая оценена исходя из показателя прироста добычи нефти за счет снижения обводненности продукции к базовым показателям;

Во втором, «оптимистичном варианте», дополнительная добыча нефти оценена исходя из показателя прироста суммарной дополнительной добычи нефти к базовым показателям с учетом коэффициента риска.

Ожидаемая доп. добыча от применения ПОТ на объектах Як-3-7, Нх-1 и Нх-3-4 в 2017 году

На основании построенной динамики прироста к базовой добыче нефти были проведены оценки прогнозной дополнительной добычи нефти по планируемым очагам воздействия.

Прогнозная базовая добыча нефти по очагам воздействия определялась по характеристикам вытеснения по показателям работы окружающих добывающих скважин.

Таблица 12 – Ожидаемая доп. добыча от применения ПОТ на объектах Як 3-7, Нх-1, Нх 3-4 в 2017 году

Объект	№ нагн. скв.	Минимально-гарантированная дополнительная добыча, тыс. т	Оптимистический вариант оценки дополнительной добычи, т
Як-3-7	535, 556, 533, 389, 975, 378, 970, 379, 380, 368	37,6	91,8
Нх-1	803, 808	3,1	7,5
Нх-3-4	164, 169, 184	7,1	17,6
ИТОГО	15	47,8	116,9

Дополнительная добыча по очагам 15 планируемых к обработке скважин 2017 г составит:

– В первом варианте (гарантированная дополнительная добыча нефти) – 47,858 тыс. т,

– Во втором (оптимистичном) варианте – 116,986 тыс. т.

4.5. Эффективность применения МУН

Согласно обобщенным данным при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%, в то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%. МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. тонн. Среднее значение указанного коэффициента к 2020 году благодаря им

увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Если в 1986 году добыча нефти за счет МУН составляла в мире около 77 млн. тонн, то в настоящее время она увеличилась до 110 млн. тонн. Всего, по данным Oil and Gas Journal, к 2006 году в мире, за исключением стран СНГ, реализовывался 301 проект по внедрению МУН. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к существенному увеличению КИН. А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн в год.

Таким образом мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами.

5 Безопасность и экологичность

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Деятельность оператора цеха добычи нефти и газа связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока. Работы, связанные с обслуживанием оборудования могут оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека в процессе производственной деятельности. По своему характеру работы имеют немало специфических особенностей:

- работы производятся непрерывно на протяжении суток в различных погодных условиях;

- находящийся на посту персонал лишь частично защищен от воздействия погодных факторов и внешней среды;

- определенное нервно-психическое напряжение вызывает работа в осложненных условиях, сопровождающихся повышением нагрузок на буровое оборудование до предельных величин;

- наличие движущихся механизмов на рабочих местах, автотранспорта на территории рабочей зоны буровой;

- при вскрытии продуктивных пластов и газонефтедержащих интервалов имеет место воздействие на организм человека паров нефти и газов.

При эксплуатации скважин возникают следующие потенциально опасные факторы:

- физические:

- а) повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;

- б) повышенная или пониженная температура и влажность воздуха;

- в) опасный уровень напряжения в электрической цепи;

- г) движущиеся машины и механизмы, незащищённые подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;

- д) недостаток естественного света;

- химические: вредные химические факторы, действующие через дыхательные пути и через кожный покров. Для данного производства свойственно применение химических реагентов, имеющих раздражающее, сенсibiliзирующее и канцерогенное воздействие на организм человека;

- биологические: бактерии и вирусы, кровососущие насекомые и укусы животных;

- психофизиологические: физические перегрузки (статические и динамические нагрузки); нервно-эмоциональные нагрузки (переутомление и перенапряжение анализаторов (кожных, зрительных, слуховых), монотонность труда). [23]

Класс условий труда по показателям напряженности трудового процесса составит 2 допустимый – 7 показателей, 3.1 – 10 показателей.

Общая оценка условий труда устанавливается по наиболее высокому классу и степени вредности отдельных факторов, общая оценка в нашем случае составит – 3 класс вредности 2 степени. [23]

По основному виду экономической деятельности установлен ХХХ 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. [114.]

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированным фондом являются пожары и разливы нефти. При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

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

Климат месторождения Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно 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. [28]

Работы на открытом воздухе регламентируют необходимость обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и продолжительностью работы и отдыха, которые представлены в таблице 13 [45].

Таблица 13- Продолжительность работы и отдыха в холодное время 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

Отдых проводится в обогреваемом теплом помещении. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [31]

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно. Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Дополнительные перерывы для обогрева работающих и приостановка работы на объектах осуществляются в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе [30].

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Безопасность людей не ограничивается безопасной эксплуатацией машин и механизмов, нормативные требования предъявляются к производственным помещениям, основными из которых являются:

- от крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта нефтяного или газового месторождения устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным нормам; [93. СанПиН 2.2.1/2.1.1.2361–08];

- отопление и вентиляция производственных и бытовых зданий и помещений должны соответствовать строительным нормам и правилам; [116СП 7.13130.2009.];

- в помещениях, на объектах и рабочих местах, где возможно выделение в воздух паров, газов и пыли, а также в случаях изменений технологических процессов, необходимо осуществлять контроль воздушной среды; [30. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ].

- рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы, переходы в темное время должны быть освещены. [42.ГОСТ 12.1.046–85. ССБТ.]

При работе в производственных помещениях важно, чтобы не застаивался воздух, поэтому применяются вентиляторы. В холодных условиях отопление должно постоянно поддерживаться таким, чтобы человек в помещении не перегревался.

На территории кустов места обогрева и сумки одежды отсутствуют. Активированные дни устанавливаются при температуре более - 45°С. Нормы температур приведены в таблице 14 [23. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ]

Таблица 14 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, С					Относительная влажность %		Скорость движения воздуха м/с	
		Оптимальная	Допустимая граница			Оптимальная	Допустимая на рабочих местах	Оптимальная, не более	Допустимая на рабочих местах	
			верхняя		нижняя					
			на рабочих местах							
Холодный	средней тяжести II-б	17-19	21	23	15	13	40-60	75	0,2	<0,4
Теплый	средней тяжести II-б	20-22	27	29	16	15	40-60	70 при 25 °С	0,3	0,2-0,5

Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением, нормы освещенности представлены в таблице 15 [119. СП 52.13330.2011].

Таблица 15 – Нормы освещенности при искусственном освещении при естественном и совмещенном освещении

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение, мк при системе комбинированного освещения	
						всего	в т. ч. от общего
средней точности	свыше 0,5 до 1	IV	Г	Большой	Светлый	400	200

Классификация шумов и нормируется в следующих пределах:

- на постоянных рабочих местах и рабочих зонах – до 99 Дб;
- в насосной уровень шума достигает 90-100 Дб. [100.СН 2.2.4/2.1.8.562–96].

Обслуживающий персонал снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). [120. СП 51.13330.2011]

Источниками вибрации являются насосы, групповая замерная установка.

Для ослабления колебаний применяют виброгасители и виброизоляторы. Допустимые значения вибрации представлены в таблице 16 [101. СН 2.2.4/2.1.8.566–96].

Таблица 16– Допустимые уровни вибрации

Вид вибрации	Наименование по которым нормируется вибрация	Среднеквадратичные значения виброскорости, м/с 10, не более							
		Логарифмические уровни виброскорости, дБ, в октавных полосах со средне геологическими частотами, Гц							
		1	2	4	8	16	31,5	63	25
Транспортно-технологическая	Вертикальная (по оси) или горизонтальная (по осям)	-	3,5	1,3	0,63	0,56	0,56	0,56	-

К средствам индивидуальной защиты на промыслах относятся: спецодежда, головные уборы, спецобувь, перчатки, приспособления для защиты органов дыхания, зрения и слуха (противогазы, респираторы, очки и антифоны), предохранительные пояса. Требования к спецодежде: хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоемкость и нефтепроницаемость. [60. ГОСТ 12.4.011–87. ССБТ].

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При фонтанной и механизированной добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ при эксплуатации скважин представлены в таблице 17 [37].

Таблица 17– ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Углекислый газ	9000
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. При применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи используются химические вещества, многие, попадая в воздух рабочих помещений, могут оказывать неблагоприятное воздействие на здоровье и нормальную жизнедеятельность организма. Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) компонентов рабочей зоны указаны в таблице 18 [37].

Таблица 18 – Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) рабочей зоны

Компонент	Массовая доля	ПДК р.з., мг/м ³	Класс опасности
Гексан	около 50	900/300	4
Тоулол	около 40	150/50	3
Этилбензол	около 8	150/50	4
Диэтилбензол	около 2	30/10	3
Болксополимер окиси пропилена и окиси этилена	около 0,05	Не установлено	Не классифицируется

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 [38].

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. [39].

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [40]

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II. [41]

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 [42], вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси. В Таблице 19 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [38]

Таблица 19 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 цехе добычи нефти и газа (ЦДНГ) Ванкорского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

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

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

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

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

– ведра пожарные – 4 шт.

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

Для организации безопасного ведения работ необходимо применять следующие меры противопожарной безопасности:

- хранить ГСМ в емкости на санном основании на расстоянии не менее 40 м от насосного блока, электростанции, силового блока;
- место размещения емкостей обваловывается;
- электрооборудование в радиусе 20 м от емкостей применяется во взрывозащитном исполнении;
- питание электроприемников в этой зоне осуществлять кабелем;
- емкости ГСМ необходимо заземлять;
- при проливе ГСМ, место пролива засыпать;
- запрещается использовать открытый огонь на территории;
- емкости должны быть окрашены в белый или серебряный цвет и снабжены плакатами «Не курить!», «Огнеопасно».

При производстве работ на кусте для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара, бригады должны быть обеспечены устойчивой двухсторонней радио- или телефонной связью с центральным диспетчерским пунктом и первичными средствами тушения пожара, в т.ч. не менее двух огнетушителей ОП-5 и одного ОП-100 или ОП-50.

Таблица 20 – Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество
Ящик с песком, $V=0,5 \text{ м}^3$	4
Ящик с песком, $V=1 \text{ м}^3$	2
Лопаты	5
Ломы	2
Топоры	2
Багры	2
Ведро пожарные	4

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах, на буровой и жилых вагончиках. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

Для предотвращения пожара на буровой предусмотрены устройства противопожарных преград, средства, предотвращающие разлив и растекание жидкости при пожаре, устройство аварийного отключения и переключения электрических аппаратов, краны для заправки пожарных машин водой.

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных

ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 21 [29].

Таблица 21 – Перечень возможных аварийных ситуаций.

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

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично.

Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек. Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

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

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

исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций. Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

5.7 Экологичность проекта

В нефтяной промышленности чаще других в атмосферу выбрасываются легкие углеводороды, концентрации которых нередко превышают ПДК. Большая часть выделяемых углеводородов – 75% поступает в атмосферу, 20% – в воду, 5% – в почву. Таким образом, основными загрязнителями атмосферы в районах добычи нефти служат углеводороды, окислы серы, азота, углерода и твердые частицы.

Главным источником загрязнения водоемов являются сточные воды. Минеральные загрязнители представлены в сточных водах нефтью и нефтепродуктами. Наибольшую опасность для водной среды представляют нефть, нефтепродукты и конденсат. Покрывая тончайшей пленкой огромные участки водной поверхности, нефть нарушает кислородный, углекислотный и другие формы биологически значимого газового обмена в поверхностных слоях воды и пагубно воздействует на планктон, речную, озерную фауну и флору.

Опасность отравления нефтью возрастает с ростом ее концентрации. Токсичность в водной среде появляется при ее концентрации 1 мг/м³.

Локальные загрязнения почвы связаны чаще всего с разливами нефти и нефтепродуктов при повреждении больших площадей возможно при фонтанировании нефти. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет подземные воды и почву, в результате чего плодородный слой земли не восстанавливается в течение длительного периода времени. Объясняется это тем, что из грунта вытесняется кислород, необходимый для жизнедеятельности растений и микроорганизмов.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается наличием в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды нефтяных промыслов, отличающиеся физико-химическими свойствами и содержанием различных вредных веществ, из-за своей токсичности крайне отрицательно воздействуют на живые организмы и растительный мир.

Для охраны воздушной среды осуществляется полная герметизация всей

системы сбора и транспортировки нефти и газа; соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи. Установлены перепускные газовые клапаны в устьевой арматуре скважин. Внедряются методы освоения скважин с минимальным выбросом веществ в атмосферу. Проводится 100% контроль сварных соединений при строительстве трубопроводов.

Для охраны пресных вод размещение буровых площадок выполняется за пределами водоохраных зон.

Границы поясов санитарной охраны для подземных источников водоснабжения установлены в зависимости от степени защищённости водоносных горизонтов.

При возможных аварийных ситуациях предусмотрено:

- обвалование участка с разлившимися загрязняющими веществами и присыпка его песчано-цементной смесью, уменьшающей фильтрацию компонентов;

- локализация нефтяного загрязнения на реках с помощью боновых заграждений;

- откачка жидкости из обвалованного участка и удаление нефти с поверхности воды передвижными средствами и утилизация ее в поглощающую скважину.

Район месторождения представляет собой сильно заболоченную местность. Распространены болотные почвы. Для ликвидации последствий техногенного влияния на земельные ресурсы предусматривается рекультивация земель после окончания работ в соответствии. [7. Ч. 1. 319 с. Ч. 2. 319 с.].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение потокоотклоняющих технологий позволяет увеличить КИН на 2-5% и сократить издержки по себестоимости добычи нефти в 1,2-2 раза.

Но стоит отметить, что на сегодня в большинстве нефтяных компаний заметна тенденция по сокращению объемов применения технологий БПЗП. Наибольшую популярность приобретают такие технологии, как форсированный отбор жидкости (ФОЖ), гидроразрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин и боковых стволов. Не стоит отрицать эффективность данных технологий высока, но эффективное применение их для условий неоднородных высокопроницаемых обводненных пластов может быть ограничено.

Таким образом, обзор работ в области применения технологий блокирования промытых зон пласта показывает заметные достижения в этой области. Однако многообразие существующих технологических составов и технологий не снижает актуальности проблемы создания новых высокоэффективных осадкогелеобразующих технологий и усовершенствования применяемых композиций с учетом геолого-физических особенностей коллектора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Боксерман, А.А., Гавура, В.Е. Упруго-капиллярный циклический метод разработки нефтяных месторождений // Новые методы увеличения нефтеотдачи пласта: Тематический научно-технический обзор, сер. Добыча. М.: ВНИИОЭНГ, - 1968. - С. 3-22.
2. Боксерман, А.А., Шалимов, Б.В. Фильтрация несмешивающихся жидкостей в средах с двойной пористостью при циклических методах воздействия на нефтяной пласт // Тр. ВНИИ. 1970. - Вып. 55. - С. 27-44.
3. Большой информативный нефтяной сайт. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://nefrussia.ru>
4. Горная энциклопедия. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru>
5. Ишханов, В.Г., Ажнов В.Г. Мероприятия по улучшению разработки залежи Кумского горизонта Новодмитриевского месторождения // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело №6. М.: ВНИИОЭНГ. - 1975. - С. 6-8.
6. К определению эффективности циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов / Г.А. Атанов, А.А. Боксерман, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова // Нефт. хоз. -1973. -№ 1.-С. 46-49.
- Копылов Л.М., Мельников А.И., Пастух П.И. Опыт поперечного разрезания залежи на Трехозерном месторождении // Нефт. хоз. 1983. - № 2. - С. 66-68.
7. Крылов, Н.А., Батулин, Ю.Н., Рыжик, В.М. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов// Системный подход в геологии. М., 1986. - С. 14-15.
8. Крылов, А.П., Цынкова, О.Э. Об оценке эффекта нестационарного взаимодействия смежных площадей нефтяного пласта различной степени заводнения // Исследования в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. М.: 1975. -С. 166-167.
9. Крянев, Д.Ю., Петраков, А.М., Минаков, И.И., Рогова, Т.С. и др. ВНИИнефть Отчет по Государственному контракту с Федеральным агентством по науке и инновациям от «30» августа 2005 г. № 02.467.11.4001. (Этапы 1 -3). - 19 томов.
10. Крянев, Д.Ю., Петраков, А.М., Минаков, И.И., Рогова, Т.С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации. // М., Труды ВНИИнефть, 2007.- вып. 136.- С. 6-19.
- 11 Крянев, Д.Ю., Рогова, Т.С., Ивина, Ю.Э., Дзюбенко, Е.М. Разработка кислотных композиций для интенсификации добычи нефти из терригенных коллекторов применительно к условиям месторождений Западной Сибири. // М., Труды ВНИИнефть, 2006.- вып. 134.- С. 6-15.
12. Лобанов, Б.А. Нефтеотдача пласта: перспектива непростота.// Нефть России 1998. -вып.8. - с.24-27.
13. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://tegaz.ru/company/press/407/#3.4>

14. Разработка нефтяных месторождений. Электронный ресурс. Режим доступа: Разработка нефтяных месторождений <http://www.petros.ru>
15. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://oilloot.ru>
16. Стержень развития экспорт, Прогноз добычи и распределения российской нефти//«Нефтегазовая Вертикаль». - 2003. -№17.
17. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Цынкова О.Э. Прогнозирование показателей разработки месторождений с применением новых методов увеличения нефтеотдачи // Нефт. хоз. 1977. - №4. - С. 29-33.
18. Танкаев, Р.У. Государственный доклад в ТПП «Ресурсная база нефтегазового комплекса России и проблемы недропользования», 20.06.2005г, Режим доступа: <http://www.tpprf.ru/img/uploaded/2004111115264820.doc>
19. Цынкова, О.Э. О режиме вынужденных колебаний при нелинейной фильтрации жидкости в пласте // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. — 1974. - №4. - С. 62-68.
20. Цынкова, О.Э. Постановка двумерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта // Тр. ВНИИ. 1979. - Вып.68. - С. 3-65.
21. Цынкова, О.Э. К вопросу о механизме циклического воздействия на нефтяные пласты // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. - 1980. - № 3. - С. 58-66.
22. Уметбаев, В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин.- М.: Недра, 1989, 216 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А - Сводный разрез

