

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

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)**

Руководитель _____ профессор, к.ф.м.н Б.Б. Квеско
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ А.В.Сарксян
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты:

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

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

Красноярск 2016

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

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

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

Студенту Сарксяну Андранику Вартановичу

Группа ГБ12-03. Направление (специальность) 21.03.01.02

«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы: «Методы снижения обводненности добывающих скважин Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Б.Б.Квеско, профессор, к.ф.м.н

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

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Методы борьбы с обводненностью на добывающих скважинах;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____

Квеско Б.Б.

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Сарксян А.В.

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 72 страниц, 23 рисунков, 16 таблиц и 30 источника литературы.

СКВАЖИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ, ПРОМЫСЛОВО ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОФИЛЬ ПРИЕМИСТОСТИ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН, ХВОСТОВИК, УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ЗАКАЧКИ .

Объектом исследования являются методы борьбы с ростом обводненности на горизонтальных нефтяных скважинах Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью работы является анализ методов борьбы с обводненностью на скважинах Ванкорского месторождения. Предлагается решение по заканчиванию нагнетательных скважин устройствами контроля закачки для выравнивания профиля приемистости.

В работе приведены сведения о геолого–физической характеристике Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

В процессе работы проводились поисковые исследования по новым методам контроля притока нежелательного флюида в добывающие скважины.

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

Гидродинамические модели рассчитывались в программе Schlumberger Eclipse 2001 и визуализировались в программе Schlumberger Petrel 2009.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 4 |
| 1. Геология месторождения..... | 5 |
| 1.1 Общие сведения о месторождении..... | 5 |
| 1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения | 7 |
| 1.3. Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов | 16 |
| 1.4 Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения).. | 18 |
| 2. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения | 21 |
| 2.1. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации..... | 24 |
| 2.2. Анализ выработки запасов..... | 26 |
| 2.3. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки | 28 |
| 3. Методы снижения обводненности на добывающих скважинах Ванкорского месторождения | 35 |
| 3.1 Добывающие скважины: изоляция интервалов притока воды | 35 |
| 3.2 Выравнивание профиля приемистости на нагнетательных скважинах: обработка скважин различными составами..... | 36 |
| 3.3 Выравнивание профиля приемистости с использованием устройств контроля закачки | 44 |
| 3.4 Гидродинамическое моделирование систем заканчивания с устройствами контроля закачки | 51 |
| 4. Безопасность и экологичность..... | 57 |
| Заключение | 68 |
| Обозначения и наименования..... | 69 |
| Список использованных источников | 70 |

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент динамика обводненности на скважинах Ванкорского месторождения стремительно растет и превысила 60%. Соответственно проблема ограничения роста обводненности является наиболее важной задачей оптимизации разработки месторождения в целом. Закачка тампонирующих растворов и модификаторов фазовой проницаемости в интервалы прорыва воды не позволяет решить проблему в силу конструкции скважины, высоких темпов отбора и необходимости повторять процедуру через определенное время.

В дипломной работе представлено решение по снижению обводненности скважин Ванкорского месторождения с помощью заканчивания нагнетательных скважин устройствами контроля закачки.

Результаты гидродинамического моделирования подтвердили эффективность предложенной технологии.

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

1. Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и 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 расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть расположена на территории Таймырского района

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

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

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.

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

Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

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

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

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г.

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.

Ванкорское месторождение и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетнемёрзлых пород. Многолетнемёрзлые грунты представлены преимущественно супесями, лёгкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемёрзлых грунтов не однородно, при строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания, для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

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

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

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

Залежь пластов Дл-I-III газовая, пластовая, сводовая. ГВК принят на абсолютной отметке -978,6 м. Размеры залежи 29,5x11,6 км, площадь газоносности составляет 230,7 км², высота 60,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах в среднем по залежи 12 м.

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. 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 x 4,6 км, её площадь составляет 25 км². ГНК установлен на а.о. – 1579,9 м. ВНК варьируется от а.о. -1581 м до -1589 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 в среднем по залежи 2,4 м.

Залежь Як-I-1 южного купола – газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Положение ГВК принято на а.о. -1588 м. Размеры залежи 5,5 x 3,6 км, её площадь составляет 9,7 км². Эффективная газонасыщенная толщина 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. По данным выделены газонасыщенные прослой. Эффективная газонасыщенная толщина в среднем по залежи 1,7 м. ГВК вскрыт двумя скважинами и принят на а.о. -1560 м по данным ГИС. Размеры залежи 3,5 x 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. Коэффициент песчаности пласта-коллектора в среднем 0,79. Расчлененность пласта в среднем 1,8.

Залежь пласта Як-II – нефтегазовая, пластовая, сводовая литологически экранированная, площадью 73 км². ГНК равен - 1600 м. Положение ВНК по данным ГИС изменяется от -1621,1 м до -1635,6 м. Поверхность ВНК имеет общий наклон в юго-западном направлении. Нефтенасыщенные толщины в скважинах в среднем по залежи 2,4 м. Газонасыщенные толщины 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. Эффективная толщина пласта-коллектора сильно варьируется от 0,3 м до 10,2 м. Максимальные толщины пласта-коллектора скорее всего приурочены к меандровым отмелям меандрирующей реки, которые характеризуются улучшенными коллекторскими свойствами. Пласт довольно однородный в русловых фациях, где песчаность изменяется от 0,8 до 1. Залежь пласта Як III северного купола – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически эранированная, которая отделена от пластов Як-IV-VII слаборадиоактивной пачкой алеврито-углисто-глинистых пород. ВНК в северной части Як-III условно принят на -1626,5 м. Нефтенасыщенные толщины песчаной линзы варьируются от 0,3 м до 10,2 м, составляя в среднем 3,4 м.

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. Эффективные мощности пластов в скважинах меняются в пределах 10,9 м – 107,2 м. Коэффициент песчаности в среднем 0,72. Коэффициент расчлененности пластов в среднем 14,4. 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. 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, составляя в среднем по залежи 17,6 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина в среднем по залежи составляет 7 м.

Продуктивный пласт Сд-IX сформирован в прибрежно-морской обстановке осадконакопления, под действием приливно-отливных процессов.

Представлен фациями отмелей, возможно бара или вала. Пласт Сд-IX отличается по своим характеристикам на северном и южном куполе месторождения. В среднем общая и эффективная мощность пласта северного купола 43,6/35,2 (общ. мощ./эфф. мощ.), эффективная толщина изменяется от 25,3 м до 42,3 м, расчлененность пласта в среднем 7,1, микронеоднородность 0,20. Песчаность северного купола в среднем составляет 0,81. Залежь пласта Сд-IX газонефтяная, массивная, сводовая, тектонически экранированная. Залежь контролируется северным куполом месторождения, размеры залежи составляют 5,8x4 км, ее площадь составляет 20,3 км², высота -25м. Газовая шапка выделена на а.о. -2363 м и -2368 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 3,5 м, газонасыщенная – 1,4 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2375 м, ГНК – 2368 м.

Пласты-коллекторы Нх-IV, Нх-III и Нх-I нижнехетской свиты представлены мелководно-морским и прибрежно-морским комплексами фаций с широким развитием барьерных островов и вдольбереговых баров.. Осадконакопление пластов происходило в непосредственной близости от береговой линии, и представляют собой сложный баровый комплекс, образованный сливающимися линейно вытянутыми алевропесчаными телами.

Пласт Нх-I формировался в условиях обширного регрессирующего морского бассейна. Общая толщина пласта-коллектора Нх-I изменяется от 0,7 до 21,1 м. Эффективные мощности пласта в скважинах меняются от 0,7 до 18,5 м. Коэффициент песчаности пласта-коллектора в среднем 0,76. Коэффициент расчлененности пласта в среднем 3,6. Залежь пласта Нх-I газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Положение ВНК изменяется от -2646,9 м до -2672,5 м. В восточной части залежи залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 33,5 x 8,9 - 13,9 км, её площадь составляет 312 км², высота 115 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, в среднем по залежи 7,5 м. Газонефтяной контакт выделен на абсолютной отметке -2553,4 м. Эффективная газонасыщенная

толщина в среднем по залежи составила 1,2 м. В сводовой части пласта выделена газовая шапка.

Осадконакопление пластов Нх-III-IV происходило в непосредственной близости от береговой линии, и представляют собой сложный баровый комплекс, формирование которого происходило не только в периоды относительной стабилизации береговой линии, но и при неоднократных и незначительных колебаниях уровня моря в условиях прерывистого развития трансгрессий и регрессий. Толщина пластов Нх-III-IV варьирует от 42,7 м до 74,5. Эффективная мощность пластов изменяется от 28,9 м до 59,1. Средняя песчаность - 0,75. Коэффициент расчлененности пласта в среднем 12,8, микронеоднородности 0,29. Покрышкой для пластов Нх-III-IV является региональный флюидоупор, представленный мощной толщей алевропелитовых пород морского генезиса, мощностью до 100 м. Порода серого и темно-серого почти черного цвета, глинисто-слюдистая, участками карбонатизирована. Текстура аргиллитов тонко-горизонтально- и линзовиднослоистая. Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. ГНК принят на абсолютной отметке -2716 м. Положение ВНК изменяется от -2747,1 м до -2766,8 м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения -2761,1 м. Размеры залежи 30 x 11,5 км, её площадь составляет 287,3 км², высота нефтенасыщенной части залежи - 44 м, газонасыщенной - 56 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 1,2 м до 39,6 м, составляя в среднем по залежи 17,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина - от 0,7 м до 41,6 м, и составляет в среднем по залежи 14,5 м.

Характеристика толщин продуктивных пластов Ванкорского месторождения приведена в таблице 1.1. Характеристика неоднородности продуктивных пластов Ванкорского месторождения приведена в таблице 1.2. Характеристика залежей Ванкорского месторождения приведена в таблице 1.3. Расположение пластов Ванкорского месторождения изображены на рисунке 1.1. Контур нефтеносности по объектам разработки изображены на рисунке 1.2.

Таблица 1.1 - Характеристика толщины пластов

| Толщина (среднее значение) | Зоны пласта | | | | | | По пласту в целом |
|----------------------------------|-------------|-------------------|---------|-------------------|------------------|----------------------------|----------------------|
| | нефтяная | водо- нефтяная | газовая | газо- нефтяная | Газо- водяная | газо- нефте- водяная | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Дл-I-III | | | | | | | |
| Общая | - | - | 28,3 | - | 40,5 | | 38,5 |
| Эффективная | - | - | 17,5 | - | 24,7 | | 23,5 |
| Як-I (северный купол) | | | | | | | |
| Общая | 6,5 | 14,1 | 6,6 | 8,3 | | 13,1 | 10,5 |
| Эффективная | 5,6 | 7,3 | 4,2 | 7 | | 10,4 | 8,4 |
| Як-I-1 (южный купол) | | | | | | | |
| Общая | - | - | 4,5 | - | - | | 4,5 |
| Эффективная | - | - | 2,8 | - | - | | 2,8 |
| Як-I-2 (южный купол) | | | | | | | |
| Общая | - | - | 2,5 | - | 4,4 | | 3 |
| Эффективная | - | - | 2,3 | - | 4 | | 2,7 |
| Як-II | | | | | | | |
| Общая | 4 | - | 3,6 | 9,7 | | - | 3,9 |
| Эффективная | 2,9 | - | 3,1 | 6,7 | | - | 3,1 |
| Як-III | | | | | | | |
| Общая | 5,7 | - | - | - | | - | 5,7 |
| Эффективная | 4,3 | - | - | - | | - | 4,3 |
| Як-III-VII | | | | | | | |
| Общая | - | 74,6 | - | - | | 76,3 | 75,2 |
| Эффективная | - | 52 | - | - | | 57,9 | 54,1 |
| Сд-IX | | | | | | | |
| Общая | - | 44,8 | - | - | | 41,7 | 43,6 |
| Эффективная | - | 36,7 | - | - | | 32,8 | 35,2 |
| Нх-I | | | | | | | |
| Общая | 10,4 | 15,2 | - | 13,8 | | - | 10,6 |
| Эффективная | 7,9 | 11,3 | - | 10,3 | | - | 8 |
| Нх-III-IV | | | | | | | |
| Общая | - | 58,7 | | 54,9 | | 60,7 | 57,7 |
| Эффективная | - | 44,3 | | 42,1 | | 43 | 43,2 |

Таблица 1.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта

| Пласт | Коэффициент песчаности, доли ед. | | Расчлененность, ед. | |
|----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|
| | Среднее значение | Интервал изменения | Среднее значение | Интервал изменения |
| 1 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Дл-I-III | 0,61 | 0,19-1 | 5,7 | 2-19 |
| Як-I (северный купол) | 0,8 | 0,34-1 | 2,7 | 1-7 |
| Як-I (залежь Як-I-1 южный купол) | 0,67 | 0,39-1 | 2,2 | 1-4 |
| Як-I (залежь Як-I-2 южный купол) | 0,86 | 0,55-1 | 1,5 | 1-3 |
| Итого Як-I | 0,79 | 0,34-1 | 2,3 | 1-7 |
| Як-II | 0,79 | 0,25-1 | 1,8 | 1-8 |
| Як-III | 0,75 | 0,23-1 | 2,4 | 1-10 |
| Як-III-VII | 0,72 | 0,33-0,91 | 14,4 | 3-55 |
| Сд-IX | 0,81 | 0,64-0,97 | 7,1 | 2-13 |
| Нх-I | 0,76 | 0,40-1 | 3,6 | 1-18 |
| Нх-III-IV | 0,75 | 0,58-0,93 | 12,8 | 5-47 |

Таблица 1.3 - Характеристика залежей

| Пласт | Глубина залегания пласта, абс. отметка, м | Высотное положение (абсолютные отметки), м | | | Размеры залежи | | | Тип залежи | Тип залежи по фазовому состоянию |
|------------------------|---|--|------------------------|--------|----------------|-----------|------------|---|----------------------------------|
| | | ВНК | ГНК | ГВК | длина, км | высота, м | ширина, км | | |
| 1 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 11 | 12 |
| Дл-1-Ш | -923-980 | - | - | -978,6 | 29,1 | 66 | 7,5-11,4 | пластовая, сводовая | газовая |
| Як -I (северный купол) | -1574-1585 | -1581,1-1594,3 | -1579,9 | - | 7,7 | 13 | 5,8 | пластовая, сводовая, литологически экранированная | нефтегазовая |
| Як -I-1 (южный купол) | -1564-1574 | - | - | -1588 | 5,3 | 24 | 4,1 | пластовая, сводовая, литологически экранированная | газовая |
| Як -I-2 (южный купол) | -1564-1574 | - | - | -1560 | 3,5 | 25 | 2,3 | пластовая, сводовая, литологически экранированная | газовая |
| Як-П | -1595-1603 | -1621,1-1635,6 | -1600 | - | 15 | 33 | 9,6 | пластовая, сводовая, литологически экранированная | нефтегазовая |
| Як-Ш | -1585-1627 | -1626,5 | - | - | 11 | 40 | 4 | пластовая, сводовая, литологически экранированная | нефтяная |
| Як-Ш-VII | -1570-1650 | -1632-1653,4, в среднем -1646,6 | -1600 (южный купол) | - | 29 | 76 | 8-13 | массивная, сводовая | газонефтяная |
| | | | -1616 (северный купол) | | | | | | |
| Сд-IX | -2363-2375 | -2375 | -2368 | - | 5,8 | 18 | 4,2 | массивная, сводовая, тектонически экранированная | газонефтяная |
| Нх-I | -2550-2672,5 | -2646,9-2672,5 | -2553,4 | - | 33 | 115 | 13,5 | пластовая, сводовая, литологически экранированная | газонефтяная |
| Нх-Ш-IV | -2663,3-2766,8 | -2747,1-2766,8 | -2716 | - | 30,2 | 99,2 | 9,9-11,3 | пластовая, сводовая | нефтегазоконденсатная |

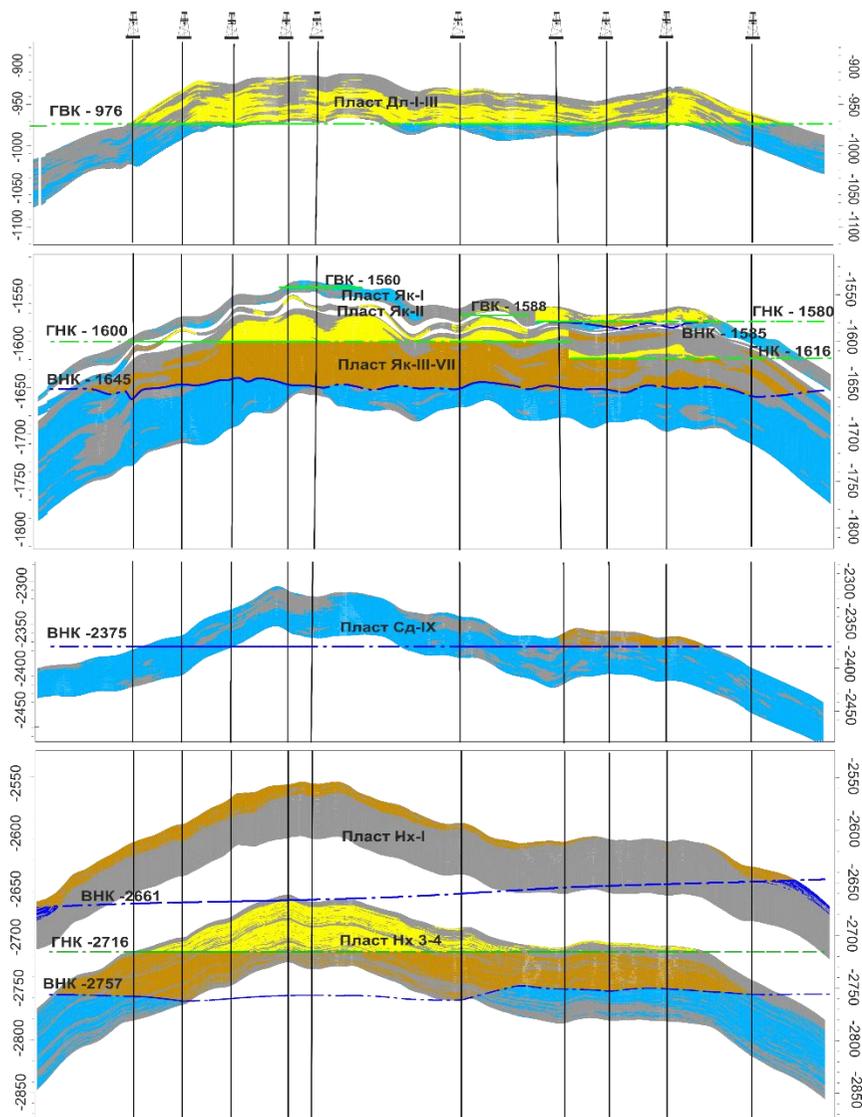


Рисунок 1.1 - Расположение пластов 15 Ванкорского месторождения

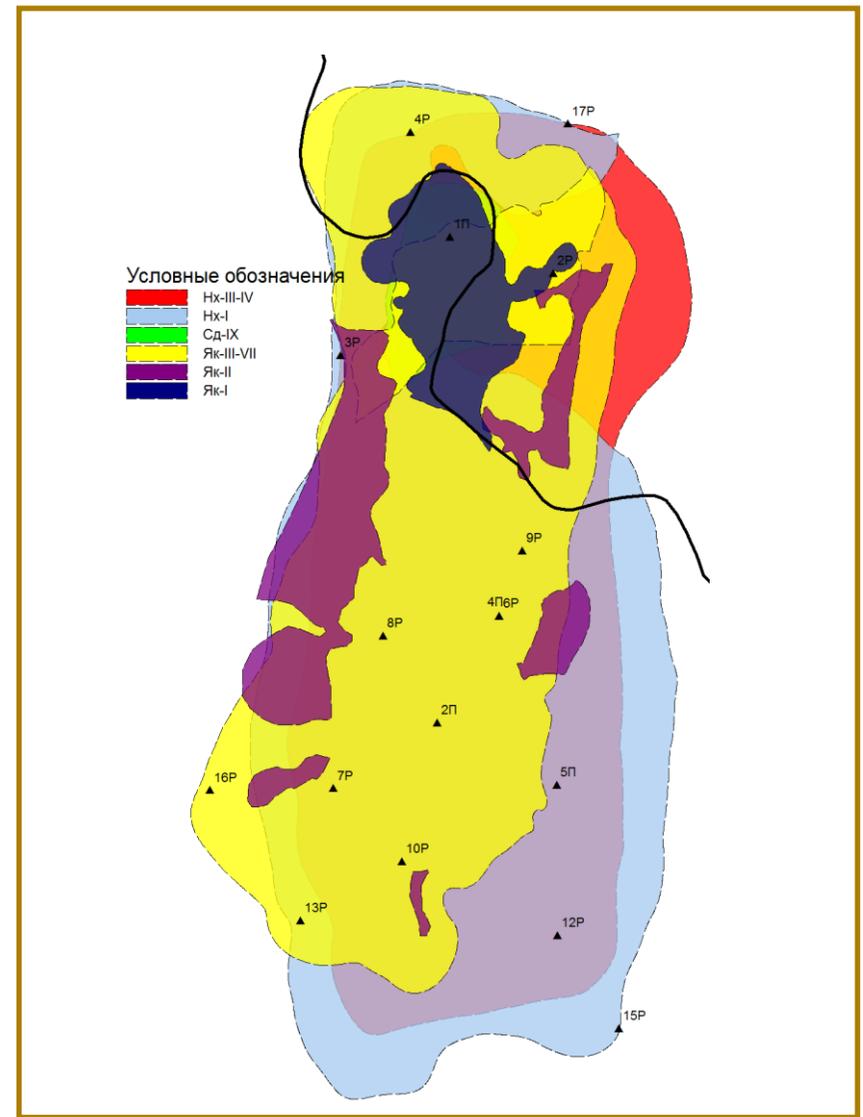


Рисунок 1.2 - Контура нефтеносности по объектам

1.3. 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.

В период, прошедший с момента предыдущего подсчёта запасов Ванкорского НГКМ 2008 г., было дополнительно отобрано и проанализировано: 85 глубинных проб нефти, 132 устьевых/сепарированных проб нефти, а также проведено 4 газоконденсатных исследования газовой шапки пласта Нх-III-IV – что позволило уточнить не только товарные свойства нефти, конденсата и газа, но и подсчётные параметры для подсчёта запасов нефти, конденсата, растворенного и свободного газа.

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.

При обосновании параметров для подсчёта запасов нефти и растворенного газа был проанализирован весь объем результатов исследования глубинных и устьевых проб нефти каждого из пластов

Параметры для подсчёта начальных геологических запасов свободного газа и газа газовых шапок были найдены, исходя из пластовых условий (пластовые давление и температура), а также состава и свойств свободного газа: критическое давление и критическая температура. Используя корреляцию Стендинга-Катца и приведенные давления и температуры, были найдены коэффициенты сверхсжимаемости свободного газа.

Результаты проведенных исследования приведены в таблицах 1.4 и 1.5.

Таблица 1.4 - Физико-химические свойства и состав нефти

| Продуктивный пласт | Пластовое давление, МПа | Пластовая температура, °С | Давление насыщения, МПа | Газосодержание, м³/м³ | Объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед. | Плотность нефти в пластовых условиях, то же в стандартных условиях, кг/м³ | Динамическая вязкость, мПа·с | Коэффициент сжимаемости, $10^{-4} \frac{1}{\text{МПа}}$ | Коэффициент растворимости газа и нефти, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$ (м³·МПа) |
|--------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------|--|---|------------------------------|---|--|
| 1 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Як-І | 15,7 | 29 | 15,7 | 49,8 | 1,098 | 875,8/911,6 | 12,9 | 10,95 | 3,17 |
| Як-ІІІ | 15,9 | 30 | 1509 | 54,1 | 1,127 | 839/893,2 | 6,4 | 12,26 | 3,4 |
| Як ІІІ-ІІІ | 15,9 | 31,5 | 15,9 | 54 | 1,12 | 852,8/907,2 | 8,7 | 8,34 | 3,39 |
| Сд-ІХ | 23,65 | 53 | 23,65 | 78,6 | 1,185 | 786,6/861,3 | 2,77 | 11,73 | 3,32 |
| Нх-І | 25,9 | 58 | 23,9 | 141,9 | 1,362 | 719,4/828,8 | 0,646 | 10,61 | 5,48 |
| Нх ІІІ-ІІІ | 27,3 | 63 | 26,3 | 155,5 | 1,388 | 719,7/843 | 0,571 | 14,14 | 5,69 |

Таблица 1.5 - Физические свойства свободного газа газовых шапок

| Пласт | Давление пластовое | Температура пластовая | Приведенное давление | Приведенная температура | Коэффициент сверхсжимаемости, доли ед. | Объемный коэффициент пластового газа, доли ед. | Плотность абсолютная, кг/м³ |
|---------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|--|--|-----------------------------|
| | критическое МПа | критическая К | | | | | относительная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Дл І-ІІІ | <u>9,6</u> | <u>285</u> | 2,13 | 1,54 | 0,83 | 0,00852 | <u>0,708</u> |
| | 4,49 | 184,9 | | | | | 0,588 |
| Як-І северная часть | <u>15,7</u> | <u>302</u> | 3,41 | 1,58 | 0,81 | 0,00538 | <u>0,6781</u> |
| | 4,6 | 191,7 | | | | | 0,563 |
| Як-І-1 южная часть | <u>15,9</u> | <u>302</u> | 3,46 | 1,58 | 0,81 | 0,00532 | <u>0,6781</u> |
| | 4,6 | 191,7 | | | | | 0,563 |
| Як-І-2 южная часть | <u>15,6</u> | <u>302</u> | 3,39 | 1,58 | 0,81 | 0,00542 | <u>0,6781</u> |
| | 4,6 | 191,7 | | | | | 0,563 |
| Як-ІІ | <u>15,9</u> | <u>303</u> | 3,46 | 1,58 | 0,81 | 0,00533 | <u>0,6764</u> |
| | 4,6 | 191,6 | | | | | 0,5617 |
| Як-ІІІ-ІІІ | <u>15,9</u> | <u>304,5</u> | 3,49 | 1,61 | 0,82 | 0,00543 | <u>0,711</u> |
| | 4,56 | 189,2 | | | | | 0,591 |
| Сд-ІХ | <u>23,65</u> | <u>326</u> | 5,14 | 1,7 | 0,88 | 0,00419 | <u>0,685</u> |
| | 4,6 | 192,2 | | | | | 0,568 |
| Нх-І | <u>25,9</u> | <u>331</u> | 5,68 | 1,64 | 0,89 | 0,00393 | <u>0,7771</u> |
| | 4,56 | 202,3 | | | | | 0,6454 |
| Нх-ІІІ-ІІІ | <u>27,28</u> | <u>336</u> | 5,97 | 1,63 | 0,9 | 0,00383 | <u>0,7772</u> |
| | 4,57 | 206,5 | | | | | 0,6451 |

1.4 Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения)

Запасы УВ Ванкорского месторождения были утверждены ГКЗ РФ в 2008 году по трем газовым залежам: в отложениях долганской (Дл-I-III), яковлевской (Як-I, Як-II) свит, по двум нефтяным - в отложениях суходудинской (Сд-IX) и нижнехетской (Нх-I) свит, по газонефтяной залежи в яковлевской свите (Як-III-VII) и нефтегазоконденсатной залежи нижнехетской свиты (Нх-III-IV) свит.

Подсчет был проведен по результатам выполненных сейсморазведочных работ на всей площади месторождения (370 км²), по пробуренным 22 поисково-разведочным скважинам и 34 эксплуатационным скважинам, с учетом лабораторных исследований керна в 19 поисково-разведочных и 2 эксплуатационных скважинах, 24 и 35 пробам нефти в пластовых и поверхностных условиях соответственно. Утвержденные запасы составили: нефти геологические/извлекаемые в сумме по категориям С1 и С2 - 1198768/520147 тыс.т, в том числе по категории С1 - 859428/375138 тыс.т (72 %), по категории С2 - 339340/145009 тыс.т (28 %); растворенного газа по категории С1 102574/42860 млн.м³, С2 - 44294/18138 млн.м³; запасы свободного газа по категории С1 - 32127 млн.м³ (64 %), по С2 - 18435 млн.м³; газа газовых шапок по С1 - 44757 млн.м³ (93 %), С2 - 3500 млн.м³. Выполнена оценка КИН по трем методикам: характеристикам вытеснения, гидродинамическому моделированию, трехчленной формуле и эмпирической зависимости

Залежь пласта Як I характеризуется изменением КИН в диапазоне от 0,113 до 0,201 в зависимости от варианта и метода расчета. Учитывая накопленную информацию по геологическому строению, свойствам флюидов и породы, наиболее достоверным значением КИН можно считать значение, полученное в результате гидродинамического моделирования: т.к. в эмпирических зависимостях, не учитываются такие особенности строения как наличие газовой шапки, неоднородности пласта, что сильно влияет на прорывы воды и газа, и соответственно, на время работы скважин. Кроме того, данные

методы не могут учитывать такие МУН, как закачка полимеров, ПАВ и т.д. Таким образом, рекомендуемый КИН по залежи пласта Як-I составляет 0,201, извлекаемые запасы нефти составляют 1223 тыс.т.

Залежь пласта Як II характеризуется изменением КИН в диапазоне от 0,272 до 0,354 в зависимости от варианта и метода расчета. КИН по залежи Як-II принят по расчету на гидродинамической модели и составляет 0,316, извлекаемые запасы нефти составляют 4305 тыс.т.

Залежь пласта Як III характеризуется изменением КИН в диапазоне от 0,285 до 0,382 в зависимости от метода расчета. КИН по залежи Як-III принят по расчету на гидродинамической модели и составляет 0,363, извлекаемые запасы нефти составляют 4144 тыс.т.

Залежь пластов Як III-VII характеризуется изменением КИН в диапазоне от 0,258 до 0,360 для северной части залежи и от 0,314 до 0,463 для южной части в зависимости от варианта и метода расчета. КИН по залежи Як-III-VII принят по расчету на гидродинамической модели составляет 0,449, извлекаемые запасы нефти составляют 272 941 тыс.т.

Залежь пласта Сд-IX характеризуется изменением КИН в диапазоне от 0,091 до 0,389 в зависимости от варианта и метода расчета. КИН по залежи Сд-IX принят по расчету на гидродинамической модели составляет 0,261, извлекаемые запасы нефти равны 1209 тыс.т.

Залежь пласта Нх-I характеризуется изменением КИН в диапазоне от 0,151 до 0,372 в зависимости от варианта и метода расчета. КИН по залежи Нх-I принят по расчету на гидродинамической модели составляет 0,372, извлекаемые запасы нефти равны 47138 тыс.т.

Залежь пласта Нх-III-IV характеризуется изменением КИН в диапазоне от 0,215 до 0,446 в зависимости от варианта и метода расчета. КИН по залежи Нх-III-IV принят по расчету на гидродинамической модели составляет 0,408, извлекаемые запасы нефти равны 139273 тыс.т.

КИН по Ванкорскому месторождению в целом равен 0,423, извлекаемые запасы нефти равны 470233 тыс.т.

Результаты подсчетов запасов приведены в таблицах 1.6 – 1.7.

Таблица 1.6 - Подсчет запасов нефти и растворенного газа Ванкорского месторождения

| Пласт | Категория запасов | Начальные геологические запасы нефти, тыс. т | Начальные запасы растворенного газа, млн м ³ геологические |
|------------------------|-------------------|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Як-I (северный купол) | C ₂ | 6088 | 333 |
| Як-II (южный купол) | C ₂ | 13623 | 825 |
| Як-III | C1 | 11417 | 692 |
| Як-III-VII | B | 581 445 | 34 596 |
| | C1 | 26 908 | 1 602 |
| | B+C1 | 608 353 | 36 198 |
| Сд-IX | C1 | 4 636 | 424 |
| Нх-I | B | 92 455 | 15 829 |
| | C1 | 33 723 | 5 772 |
| | C2 | 542 | 93 |
| | B+C1 | 126 178 | 21 601 |
| | B+C1+C2 | 126 720 | 21 694 |
| Нх-III-IV | B | 309 061 | 57 021 |
| | C1 | 32 295 | 5 959 |
| | C2 | - | - |
| | B+C1 | 341 356 | 62 980 |
| | B+C1+C2 | 341 356 | 62 980 |
| Всего по месторождению | B | 982 961 | 107 446 |
| | C1 | 108 979 | 14 449 |
| | C2 | 20 253 | 1 251 |
| | B+C1 | 1 091 940 | 121 895 |
| | B+C1+C2 | 1 112 193 | 123 146 |

Таблица 1.7 - Расчетные извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и КИН

| Объект разработки | Извлекаемые запасы | | |
|--------------------------|--------------------|--|--------------------|
| | Нефти, тыс.т. | Растворенного газа, млн.м ³ | Конденсата, тыс. т |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Як-I | 1223 | 66 | 0 |
| Як-II | 4305 | 260 | 0 |
| Як-III | 4144 | 251 | 0 |
| Як-III-VII | 272941 | 16240 | 0 |
| Сд-IX | 1209 | 110 | 0 |
| Нх-I | 47138 | 8071 | 0 |
| Нх-III-IV | 139273 | 25696 | 5808 |
| Ванкорское месторождение | 470233 | 50694 | 5808 |

2. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

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

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

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

Накопленная добыча нефти на 01.01.2013года (49 280 тыс.т.) составила 3,7% от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.046, текущая обводненность – 24,3 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 34 %.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2013 год – 49 280 тыс.т получено за счет фонтанного способа эксплуатации 31 % (15 038 тыс.т), за счет ЭЦН – 69 % (34 242 тыс.т), в том числе из нагнетательных скважин находящихся в отработке на нефть – 7 625 тыс.т нефти.

За 2009 год добыто нефти: 3388 тыс.т. (проект), 3640 тыс.т. (факт, отклонение + 7,4%), и жидкости 3606,8 тыс.т. (проект) тыс.т, 3852,3 тыс.т. (факт, отклонение + 6,4%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 180 тыс.м³, обводненность – 5,5%, компенсация текущая - 3%. Действующий фонд добывающих скважин составил 72 ед., среднесуточный дебит по нефти 403,9 т/сут, по жидкости 414,0 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 524,8 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 1277 тыс.т. нефти, 2363 тыс.т. нефти - ЭЦН.

За 2010 год добыто нефти: 13505 тыс.т. (проект), 12700 тыс.т. (факт, отклонение - 6%), и жидкости 14864,6 тыс.т. (проект) тыс.т, 14127 тыс.т. (факт,

отклонение - 5%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 5404,2 тыс.м3, обводненность – 10,1%, компенсация текущая - 20%. Действующий фонд добывающих скважин составил 128 ед., среднесуточный дебит по нефти 356,2 т/сут, по жидкости 396,2 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 28 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 1105,6 м3/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 6069 тыс.т. нефти, 6631 тыс.т. нефти - ЭЦН.

За 2011 год добыто нефти: 14529 тыс. т (проект), 14856 тыс. т (факт, отклонение + 2,3%), и жидкости 16573 тыс.т (проект) тыс.т, 17089 тыс.т (факт, отклонение + 3,1%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 14889 тыс. м3, обводненность – 15,7%, компенсация текущая - 36%. Действующий фонд добывающих скважин составил 177 ед., среднесуточный дебит по нефти 288 т/сут, по жидкости 332 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 46 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1140 м3/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4829 тыс.т нефти, 10027 тыс.т нефти - ЭЦН.

За 2012 год добыто нефти и конденсата: 17941 тыс. т (проект), 18311 тыс. т (факт, отклонение + 2,1 %), и жидкости 21017,8 тыс.т (проект) тыс.т, 23886,6 тыс.т. (факт, отклонение + 13,6%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 23428 тыс. м3, обводненность – 24,3%, компенсация текущая - 45,2%. Действующий фонд добывающих скважин составил 237 ед. (из них:196 нефтяных и 41 нагнетательная, находящаяся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 259,1 т/сут, по жидкости 342,4 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 69 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1125,6 м3/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4961 тыс.т нефти, 13113 тыс.т нефти - ЭЦН.

Динамика основных показателей разработки по месторождению представлена на рисунке 2.1

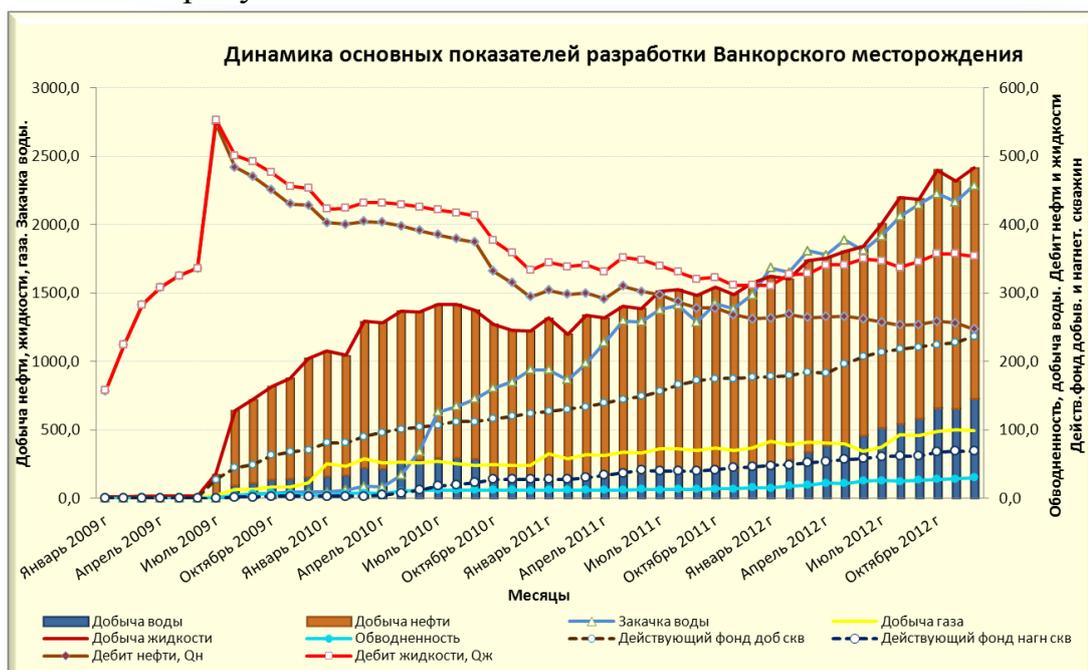


Рисунок 2.1 - Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

| Наименование | Характеристика фонда скважин | Як-III-VII | Нх-III-IV | Нх-I | Дл-I-III | Нс | Итого |
|-----------------------------|---|------------|-----------|------|----------|----|-------|
| | | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Фонд добывающих скважин | Пробурено | 133 | 59 | 30 | 0 | 0 | 222 |
| | Переведены из нагнетания в отработку на нефть | 9 | 23 | 11 | 0 | 0 | 43 |
| | Всего | 142 | 82 | 41 | 0 | 0 | 265 |
| | В том числе: | | | | | | |
| | Действующие, дающие нефть | 132 | 70 | 38 | 0 | 0 | 240 |
| | из них фонтанные | 9 | 54 | 3 | 0 | 0 | 66 |
| | ЭЦН | 123 | 16 | 35 | 0 | 0 | 174 |
| В освоении после бурения | 10 | 3 | 3 | 0 | 0 | 16 | |
| Наблюдательные | 0 | 9 | 0 | 0 | 0 | 9 | |
| Фонд нагнетательных скважин | Пробурено | 53 | 55 | 29 | 0 | 0 | 137 |
| | Всего | 53 | 55 | 29 | 0 | 0 | 137 |
| | В том числе: | | | | | | |
| | Под закачкой | 34 | 18 | 17 | 0 | 0 | 69 |
| | В освоении после бурения | 4 | 3 | 1 | 0 | 0 | 8 |
| | В консервации | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | Наблюдательные | 6 | 10 | 0 | 0 | 0 | 16 |
| В отработке на нефть | 9 | 23 | 11 | 0 | 0 | 43 | |

2.1. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

На 01.01.2013 г. на основном объекте разработки Як-III-VII пробурено 172 скважины основного фонда (124 добывающих, 48 нагнетательных, табл. 4.1). Соотношение действующих нагнетательных (34 ед.) и добывающих (122 ед.) скважин составило 1:3,6.

На объекте Нх-III-IV пробурено 104 скважин основного фонда (55 добывающих, 49 нагнетательных, табл. 4.1). Соотношение действующих нагнетательных (18 ед.) и добывающих (46 ед.) скважин составило 1:2,6.

На объекте Нх-I пробурено 55 скважин основного фонда (27 добывающих, 28 нагнетательных, табл. 4.1). Соотношение действующих нагнетательных (17ед.) и добывающих (27 ед.) скважин составило 1:1,6.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2013 года составила 49280 тыс.т., жидкости – 58965 тыс. т, газа – 5144,8 млн. м³, закачка воды – 43901 тыс.м³ при средней обводненности – 16,4%, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 29%.

Так как месторождение находится в стадии интенсивного разбуривания, то максимальный уровень добычи нефти, еще не достигнут.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2013 г. - 49280 тыс. т получено за счет фонтанного способа эксплуатации 31 % (15038 тыс. т), за счет ЭЦН – 69% (34242 тыс. т), в том числе из нагнетательных скважин – 7625 тыс. т нефти. При этом следует отметить, что средний дебит жидкости ЭЦН (364,5 т/сут.) на 81,5 т/сут превышал средний дебит фонтанных скважин (283 т/сут).

Объем отбора нефти по основному объекту постоянно растет, что связано с увеличением действующего фонда скважин.

Сравнение проектных и фактических основных технологических показателей разработки Ванкорского месторождения по объектам за 2012 г представлено в таблицах 2.2.

Таблица 2.2 - Сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки Ванкорского месторождения за 2012 г.

| Показатели | пласты | | | | | | | | | Месторождение | | |
|--|------------|---------|--------------------------|-----------|---------|--------------------------|--------|--------|--------------------------|---------------|--------|--------------------------|
| | Як-III-VII | | | Нх-III-IV | | | Нх-I | | | | | |
| | проект | факт | отклонение от проекта, % | проект | факт | отклонение от проекта, % | проект | факт | отклонение от проекта, % | проект | факт | отклонение от проекта, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Годовая добыча нефти, тыс. т | 11117,0 | 12313,7 | 10,8 | 5030 | 4475,6 | -11,0 | 1455,0 | 1283,9 | -11,8 | 17602 | 18073 | 2,7 |
| Годовая добыча жидкости, тыс. т | 13403,0 | 17269,3 | 28,8 | 6141,0 | 5226,4 | -14,9 | 1474,0 | 1390,9 | -5,6 | 21018 | 23887 | 13,6 |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т | 32001,0 | 33197,6 | 3,7 | 13530,0 | 12974,8 | -4,1 | 3279,0 | 3107,7 | -5,2 | 48810 | 49280 | 1,0 |
| % добычи нефти по пласту от общей добычи | 65,6 | 67,4 | | 27,7 | 26,3 | | 6,7 | 6,3 | | | | |
| Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 36302,0 | 41164,2 | 13,4 | 15850 | 14525,4 | -8,4 | 3429,0 | 3275,5 | -4,5 | 55581 | 58965 | 6,1 |
| % добычи жидкости по пласте от общей добычи | 65,3 | 69,8 | | 28,5 | 24,6 | | 6,2 | 5,6 | | 100 | 100 | |
| Годовая закачка воды, тыс. м ³ | 15483,0 | 17947,8 | 15,9 | 5378,0 | 4394,1 | -18,3 | 1327,0 | 1086,3 | -18,1 | 22188 | 23428 | 5,6 |
| Накопленная закачка воды, тыс. м ³ | 30826,0 | 33845,2 | 9,8 | 9872,0 | 8749,6 | -11,4 | 1630,0 | 1306,6 | -19,8 | 42328 | 43901 | 3,7 |
| Обводненность годовая, % | 17,10 | 40,2 | 135,1 | 18,10 | 16,8 | -7,2 | 1,30 | 8,3 | 538,5 | 16,3 | 24,3 | 49,1 |
| Средний дебит нефти, т/сут | 291,9 | 324,4 | 11,1 | 280,4 | 229,4 | -18,2 | 107,5 | 114,0 | 6,0 | 253,7 | 259,1 | 2,1 |
| Средний дебит жидкости, т/сут | 351,9 | 454,9 | 29,3 | 342,4 | 267,9 | -21,8 | 108,9 | 123,5 | 13,4 | 303,0 | 262,3 | -13,4 |
| Средняя приемистость нагнет. скв., м ³ /сут | 1326,0 | 1672,5 | 26,1 | 882,0 | 804,4 | -8,8 | 247,0 | 235,1 | -4,8 | 915,0 | 1125,6 | 23,0 |
| С начала разработки, % | 52 | 43,7 | -15,9 | 24,0 | 28,8 | 19,8 | 28,0 | 24,7 | -11,7 | 49,0 | 34,4 | -29,8 |
| Действующий фонд добывающих скважин | 120 | 130 | 8,3 | 50 | 69 | 38,0 | 31 | 38 | 22,6 | 201 | 237 | 18 |
| Действующий фонд нагнетательных скважин | 42 | 34 | -19,0 | 29 | 18 | -37,9 | 24 | 17 | -29,2 | 95 | 69 | -27 |
| Добыча газа, млн.м3 | 678,0 | 2387,6 | 252,2 | 1061,0 | 2283,1 | 115,2 | 294,0 | 474,1 | 61,3 | 2033 | 5145 | 153,1 |
| Добыча газа с началч разработки, млн.м3 | 1948,0 | 6870,5 | 252,7 | 2856,0 | 4840,4 | 69,5 | 813,0 | 993,6 | 22,2 | 5617 | 12704 | 126,2 |

2.2. Анализ выработки запасов

Одним из основных методов анализа выработки и прогноза хода заводнения является представление логарифма водонефтяного фактора (ВНФ) как функции текущего значения накопленной добычи. Этот график зачастую имеет вид линейной зависимости. Однако ввиду того, что Ванкорское НГКМ находится на первой стадии разработки, ввод новых скважин, изменение технологических показателей работы скважин, а также небольшой срок эксплуатации месторождения оказывают значительное влияние на анализ этой зависимости и выработки запасов в целом.

На Рис. 2.2 - Рис. 2.4 представлена прогнозная добыча нефти скважин базового фонда на 01.01.2013. Значение предельной обводнённости в расчётах принималось равным 98%. Таким образом, начальные извлекаемые запасы нефти пластов Як 3-7, Нх 3-4 и Нх 1 составили 113602, 49171 и 10740 тыс. т соответственно. Это означает, что конечные отборы пластов Як 3-7, Нх 3-4 и Нх 1 равны 38%, 36% и 21%. Низкие значения выработки связаны как с отсутствием характерной зависимости в случае пласта Нх 1, так и с формированием системы разработки в целом по объектам (ввод новых скважин из бурения, перевод скважин в систему ППД).

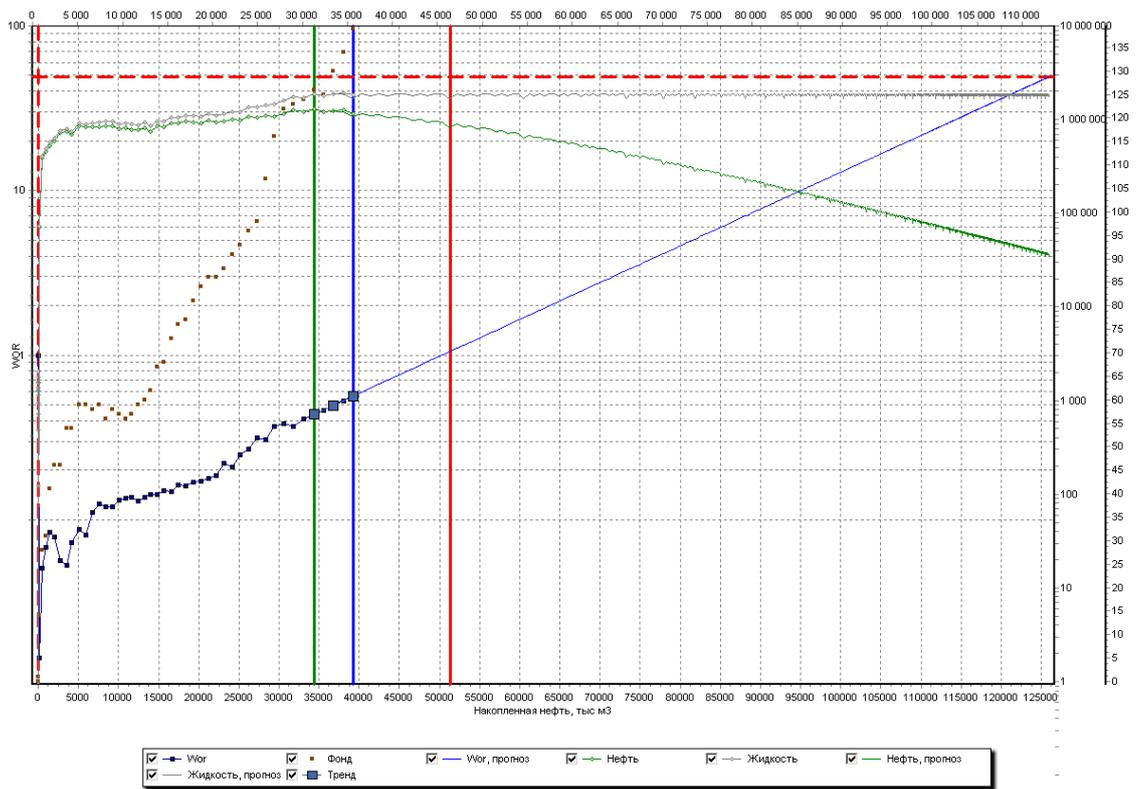


Рис. 2.2 - Прогноз выработки запасов пласта Як 3-7 к моменту достижения предельной обводнённости 98 %

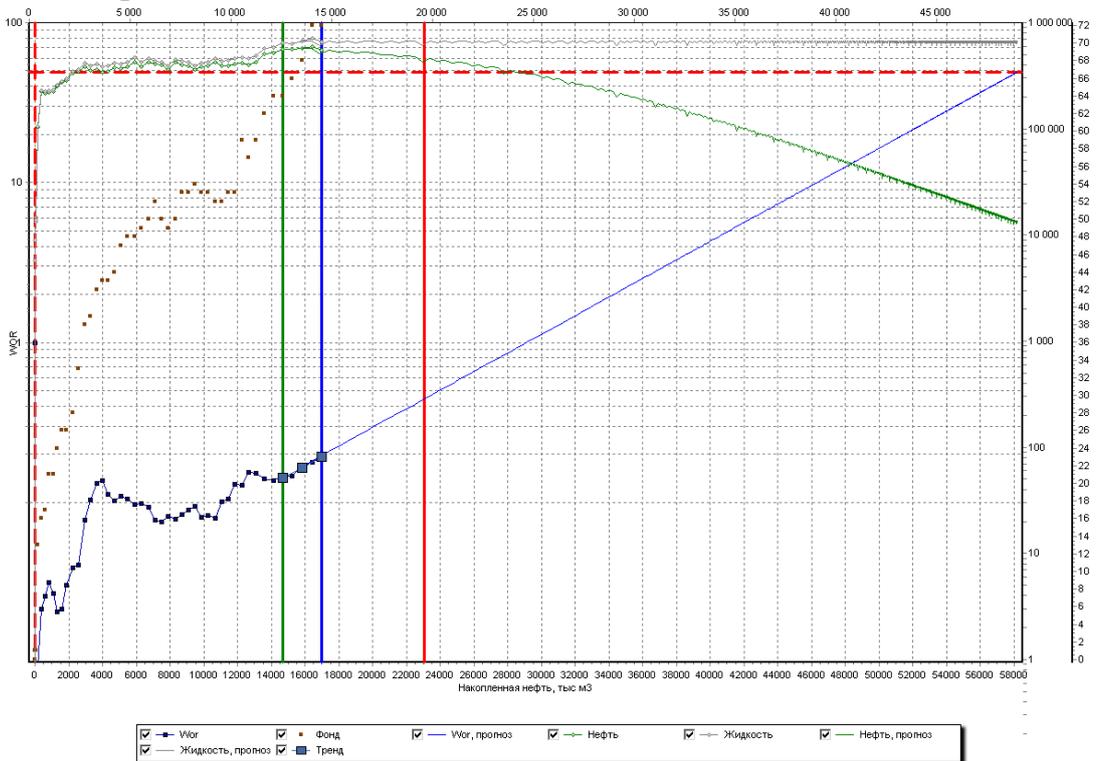


Рис. 2.3 - Прогноз выработки запасов пласта Nk 3-4 к моменту достижения предельной обводнённости 98 %

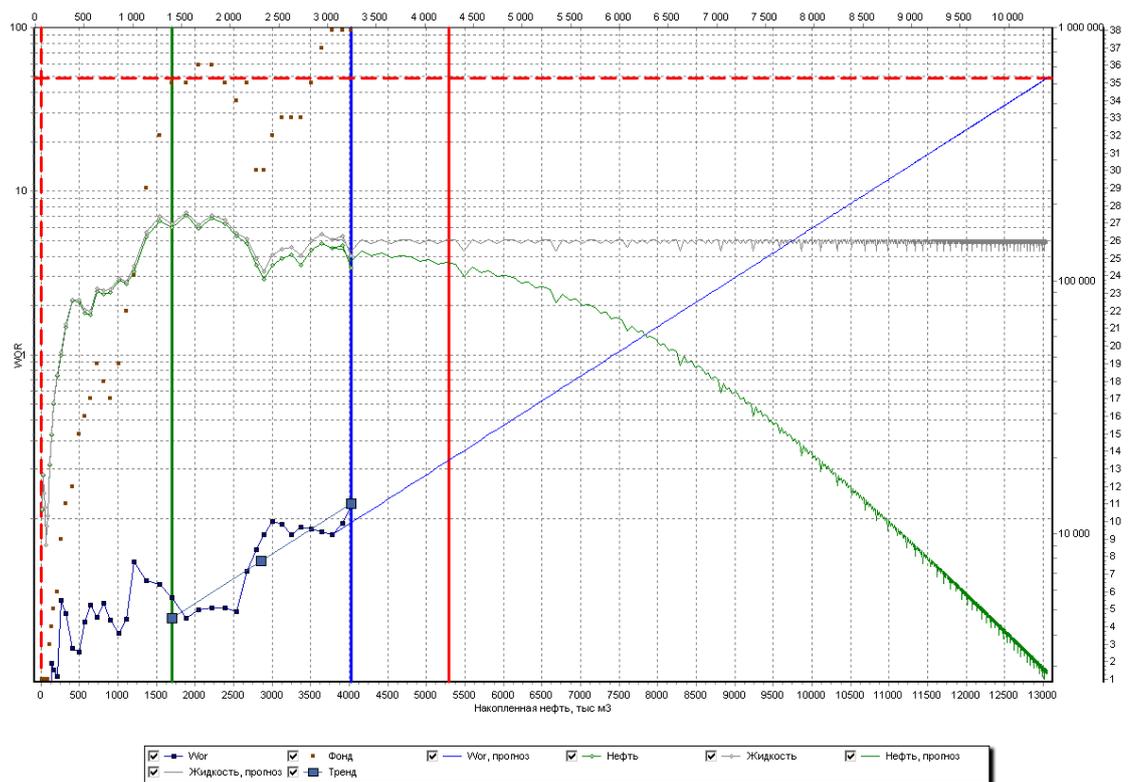


Рис. 2.4 - Прогноз выработки запасов пласта Нх 1 к моменту достижения предельной обводнённости 98 %

На основании сделанных выводов необходимо отметить, что плотность сетки не оптимальна и требует дальнейшего уплотнения. Во избежание не выработки запасов, а также достижения проектных уровней добычи рекомендуется рассмотреть варианты уплотняющего бурения и ЗБС, а также применение физико-химических методов ограничения притока подошвенных вод.

2.3. Анализ эффективности осуществляемой системы разработки

Объект Як-III-VII

Основной объект разработки Як-III-VII является водоплавающей залежью с газовой шапкой, блочно-квадратной схемой размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части предполагается уплотнение до

700 м при длине ствола 700 м. 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 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи (Рисунок 2.5)

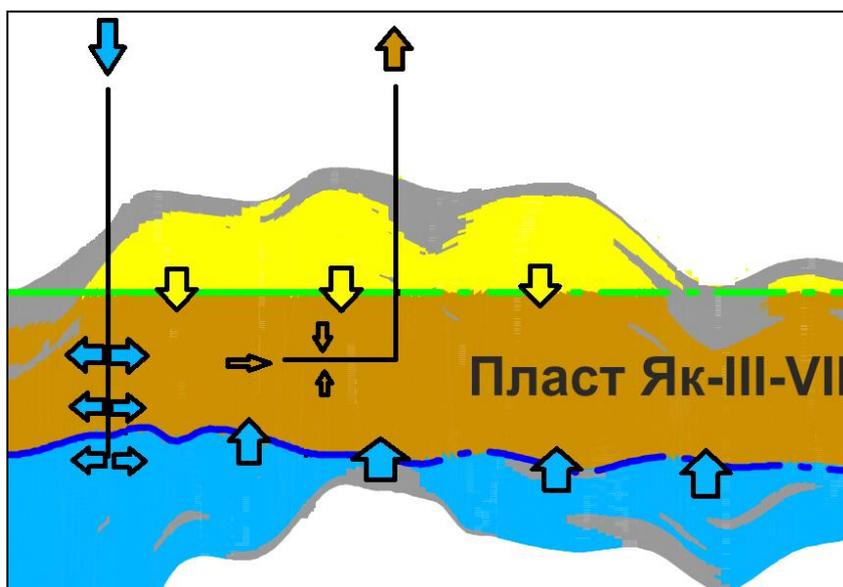


Рисунок 2.5 - Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

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.

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 закачки рабочего агента в ГШ либо барьерного заводнения.

Текущий нагнетательный фонд на объекте составляет 51 скважину. Средняя приемистость составляет 1548 м³/сут. Для обеспечения компенсации отборов необходимо увеличение нагнетательного фонда путем перевода добывающих скважин в нагнетание либо бурением дополнительных уплотняющих нагнетательных скважин.

При оценке эффективности реализуемой системы ППД также необходимо учитывать геологические особенности строения пласта и соответствие интервалов закачки интервалам добычи нефти. Пласт Як-III-VII характеризуется высокой расчлененностью, что вызывает дополнительные требования к плотности сетки скважин, при большом расстоянии между скважинами тяжело спрогнозировать наличие глин в межскважинном пространстве и соответственно оценить профиль вытеснения нефти.

Все нагнетательные скважины являются наклонно направленными, вскрывая при этом весь интервал начальной нефтенасыщенности

Добывающие скважины пробурены по центру нефтенасыщенной зоны с небольшим смещением в сторону ВНК в подгазовой зоне (для снижения вероятности прорыва газа). Интервалы пласта отделенные глинами от области дренирования основных горизонтальных скважин вскрываются скважинами уплотняющего фонда

Основной тип заканчивания горизонтальных скважин – установка песчаных фильтров, преимущественно без заколонных пакеров, что приводит к невозможности проведения поинтервальных обработок пласта в стволе

скважины и сложности выделения обводнившихся интервалов методами ПГИ по причине перетоков добываемой жидкости за фильтрами.

Большая часть добывающего фонда оборудована УЭЦН (фонтанируют скважины только в подгазовой зоне) что накладывает дополнительные ограничения по проведению ПГИ (необходимо извлекать ЭЦН и проводить исследование на притоке вызванном струйным насосом с меньшей депрессией на пласт).

Объект Нх-III-IV

Объект разработки Нх-III-IV является нефтегазоконденсатной залежью с краевой водой, однорядной схемой размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м. с уплотняющим бурением. 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 2.6. представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

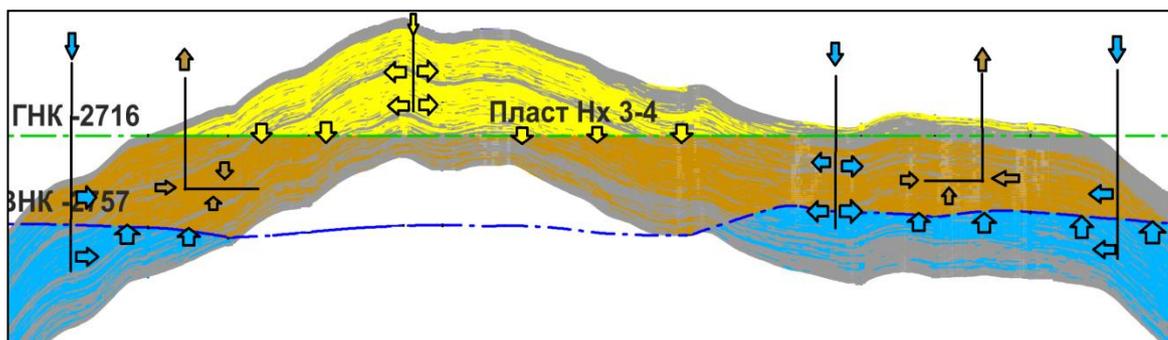


Рисунок 2.6 - Принципиальная схема разработки объекта Нк-III-IV

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.

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.

На объекте Нк-III-IV поддержание пластового давления происходит приконтурной системой ППД с расположением нагнетательных скважин на восточном и западном борту структуры а также несколькими элементами внутриконтурной блочной системы ППД на севере залежи. Нагнетательный фонд составляет 29 скважин. Средняя приемистость на 01.01.2014 г. составляет 676 м³/сут.

Объект разрабатывается блочно-квадратной сеткой с наклонно-направленной нагнетательной скважиной в центре ячейки образованной

горизонтальными скважинами (расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной 1000 м) на севере и центральной части залежи и рядной сеткой в подгазовой зоне объекта. Соотношение количества добывающих скважин к нагнетательным на 01.01.2014 составляет 2,8. Учитывая конструкцию и максимальную продуктивность добывающих и нагнетательных скважин, при таком соотношении фонда обеспечить 100 % компенсацию отборов закачкой без снижения отборов жидкости невозможно. Однако стоит отметить, что формирование системы ППД еще не окончено и в течение 2014 года из отработки в нагнетание будут переведены скважины для внутриконтурного заводнения, кроме этого срок начала закачки газа в газовую шапку был смещен на год по причине задержки строительства и ввода объектов наземной инфраструктуры.

При оценке эффективности реализуемой системы ППД также необходимо учитывать геологические особенности строения пласта и соответствие интервалов закачки интервалам добычи нефти. Пласт Нх-III-IV характеризуется высокой расчлененностью что накладывает дополнительные требования на профиль бурения горизонтальных скважин.

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

Добывающие скважины всегда вскрывают зону с улучшенными ФЕС-«суперколлектор». Основной тип заканчивания горизонтальных скважин – установка песчаных фильтров, на отдельных скважинах – эквалайзеров (для ограничения притока из суперколлектора и снижения рисков прорыва воды или газа).

На севере залежи суперколлектор характеризуется наибольшими толщинами, и горизонтальные скважины вскрывают преимущественно только суперколлектор и, как следствие, обладают большими дебитами сравнительно скважин на юге пласта но при этом, в связи с отсутствием внутриконтурной закачки, сильно снижают пластовое давление.

Стоит отметить, что на нагнетательных скважинах объекта Нх-III-IV, где вскрыт суперколлектор, коэффициент охвата работающих толщин напрямую зависит от толщины вскрытого высокопроницаемого пропластка и может принимать достаточно низкие значения, что свидетельствует о невытеснении запасов из низкопроницаемых зон.

3. Методы снижения обводненности на добывающих скважинах Ванкорского месторождения

3.1 Добывающие скважины: изоляция интервалов притока воды

Пласт Як 3-7 и Нх 3-4 является основными объектами разработки Ванкорского месторождения. На данный момент динамика обводненности на скважинах данных пластов Ванкорского месторождения стремительно растет и превысила 60%. Соответственно проблема ограничения роста обводненности указанного объекта является наиболее важной задачей оптимизации разработки месторождения в целом.

В качестве методов ограничения водопритока в горизонтальные добывающие скважины рассматриваются:

- Изоляция интервалов прорывов воды;
- Закачка модификаторов фазовой проницаемости.

С целью определения стратегии мероприятий по ограничению водопритока из сформированных конусов подошвенной рассматриваются технологии селективной и неселективной обработки ПЗП в горизонтальных скважинах.

Селективные

Используются тампонирующие составы, которые будучи закачанными в пласт, избирательно образуют изолирующие экраны, кольтматируют поры и снижают проницаемость участков коллекторов только в водонасыщенных зонах:

- Цементные растворы на углеводородной основе
- Гомогенные углеводородные системы(растворы парафина, нефть, мазут, их смеси, дизельное топливо)
- Гидрофобизаторы (ПАВ, мылонафты)
- Полимерные суспензии

- Водные и органические растворы полимеров(латекса, гидролизованного полиакриламида, гидролизованного полиакрилонитрина – гипана, кремнийорганические соединения)
- Газожидкостные системы (двухфазные и трехфазные пены)

Среди перечисленных методов на Ванкорском месторождении применимы закачка гидрофобизаторов и водных/органических растворов полимеров. К сожалению технология гидрофобизаторов в условиях значительных отборов дает непродолжительный эффект.

Как наиболее оптимальная технология в текущих условиях выделяется обработка ПЗП водными растворами полимеров: химический состав блокирует только водонасыщенные интервалы, что снимает необходимость проведения спец. исследований до ГТМ. [9, 10]

Неселективные

Требуется строгое выделение обводнённых пропластков и их направленное тампонирование

- применение технологии возможно при наличии детально определенных интервалов локальных прорывов воды
- большинство скважин добывающего фонда пласта Як 3-7 эксплуатируется УЭЦН, что делает невозможным проведение ПГИ и определения интервалов водопритока
- рассматривать технологию целесообразно после удачного испытания технологии проведения ПГИ при освоении струйным насосом

3.2 Выравнивание профиля приемистости на нагнетательных скважинах: обработка скважин различными составами.

К данной группе относятся технологии, основанные на использовании:

1) ПАА со сшивателем;

Закачка сшитых полимерных систем (СПС). Технология заключается в

последовательной закачке растворов медленно сшивающихся составов с различной концентрацией, которые способны проникать в глубь пласта на значительные расстояния и создавать в пласте потокоотклоняющие экраны. Сшитые полимерные системы образуются в результате химической реакции сшивки макромолекул полимера в водном растворе с помощью сшивателей. СПС состоят из полимерного раствора (ПАА), раствора сшивателя (ацетат хрома) и растворителя (вода). Областью эффективного применения данной технологии являются залежи, заводняемые пресной, пластовой, подтоварной водой, представленные коллекторами любого типа с проницаемостью от 0,02 до 2 и более Д, с температурой прискважинной зоны не более 80 °С[1].

Система «Темпоскрин» получается путём добавления к водным системам 0,1-1% реагента «Темпоскрин». Данная технология предусматривает два разных способа введения гелей в пласт: синтез геля непосредственно в пласте и закачка геля в пласт. Дисперсная структура геля «Темпоскрин», который состоит из мелких гелевых частиц размерами 0,2-4мм, обуславливает высокую подвижность и проникающую способность по отношению к трещинам и крупным порам. В то же время, гель не поступает в низкопроницаемые участки пласта по причине того, что гелевые частицы меньше пор таких пород, т.е. обеспечивается селективное действие гелевой системы. Данную технологию можно применять на месторождениях нефти, которые обладают толщиной пласта от 3 до 100 метров, проницаемостью от 100 до 5000 мД, пористостью более 16%, температурой пласта не более 85 °С, обводнённостью от 40 до 98%. Высокая рентабельность технологии "Темпоскрин-Люкс" обеспечивает быструю окупаемость первоначальных затрат[4].

Технология ГОС (ВУС) заключается в закачке по системе нагнетательных скважин в пласт оторочки сшитого ПАА с добавкой многофункционального поверхностно-активного вещества (ПАВ). Характеристикой данной технологии является селективное проникновение в водонасыщенную часть продуктивного горизонта. Происходит более глубокое проникновение состава в зоны с повышенной проницаемостью из-за повышения сопротивления течения

раствора полиакриламида при уменьшении проницаемости среды, осуществляется закупорка промытых поровых каналов и дополнительный отмыв нефти ПАВ из низкопроницаемых пропластков. Состав композиций, применяющихся при данной технологии, представлен вязкоупругими составами на основе растворов полиакриламида, ацетата хрома, неионогенно-анионных ПАВ (МР-10) и гелеобразующими составами на основе ПАА, ацетата хрома и МР-10 с увеличенной концентрацией полимера и сшивателя. Областью эффективного применения рассматриваемой технологии является средняя проницаемость коллектора не менее 40 мД, зональная и слоистая неоднородность пласта (коэффициент расчленённости составляет от 1 до 5, песчаности – 0,5 – 1), приемистость нагнетательной скважины от 350-1000 м³/сут, средняя обводнённость окружающих добывающих скважин 60 – 97%, средний дебит жидкости добывающих скважин – 25-150 м³/сут. На 1 метр эффективной толщины пласта приходится 3-4 м³ ВУС. Успешность операций составляет 40-60% при дополнительной добыче 1,3-3 тысячи тонн. Другой разновидностью вязкоупругих систем является состав, разработанный «Гипровостокнефть» и представляет собой водный раствор высокомолекулярного гидролизованного ПАА и ацетата хрома[5].

ПГС «Ритин-10» получают путём затворения реагента на пресной воде. Реагент «Ритин-10» является полиакриламидом, который обработан специальным образом. В состав ПГС также входит карбоксилметицеллюлоза. При попадании в пласт полимер-гелевая система создаёт дополнительное сопротивление, в результате чего закачиваемая вода распределяется по менее проницаемым интервалам, что приводит к выравниванию профиля закачки и вовлечению в разработку слабодренлируемых пропластков и, как следствие, увеличению коэффициента нефтеизвлечения. Высокая степень минерализации вод может привести к значительному снижению эффективности действия рассматриваемого реагента.

2) Кремний органических соединений;

Применяется технология СПГ, сущность которой заключается в том, что осуществляется последовательная закачка водного раствора силиката натрия с добавлением полимеров и соляной кислоты, которые оторочками воды продавливаются в продуктивный пласт. При взаимодействии жидкого стекла (силикат натрия) с кислыми агентами происходит выделение кремниевой кислоты, которая образует соль, со временем переходящую в гель, служащий водоизолирующим материалом в обводнённых высокопроницаемых пропластках. Основными компонентами технологии являются силикат натрия, соляная кислота (HCl) и полиакриламид, добавление которого способствует большей устойчивости и стабилизации геля в пластовых условиях. Эффективное применение данной технологии возможно в обводнённых участках залежи, имеющих слоисто-неоднородные пласты, в пластах с аномально высокопроницаемыми пропластками, при этом средняя обводнённость окружающих добывающих скважин должна составлять 60-97%, средний дебит жидкости добывающих скважин – 25 – 150 м³/сут.

Существуют также технологии, связанные с закачкой 0,1-15% полифункциональных кремнийорганических соединений (эфиры ортокремниевой кислоты, органоалкокси(хлор)силоксаны и их смеси) и 85-99,9% органических растворителей, в качестве которых могут использоваться нефтепродукты, спирты, простые эфиры или их смеси (технологии АКОР). [11]

3) водорастворимых полиэлектролитов;

Технология «Гипан α+» заключается в применении двухкомпонентной системы на основе реагента «Гипан α+» марок А (жидкая форма) и Б (порошок) и алюмохлорида. Сущность технологии заключается в образовании гелеобразного осадка при взаимодействии макромолекул полиакрилонитрила с ионами алюминия или кальция (соли алюмохлоридов, кальция хлористого). Возможно применение наполнителей – мела и глинопорошка. Технологическими преимуществами состава являются его стабильность и устойчивость во времени, состав не зависит от пластовой температуры и

минерализации воды. Рекомендуется применение на скважинах с приёмистостью 300-500 м³/сут. Успешность использования гипана в значительной степени зависят от концентрации солей в пластовой воде. При концентрации солей менее 160 г/л эффективность изоляции гипаном резко падает. Применение гипана возможно только при высокой минерализации пластовой воды.

На рисунке 3.1 представлен результат обработки скважин по технологии «Гипан α+».

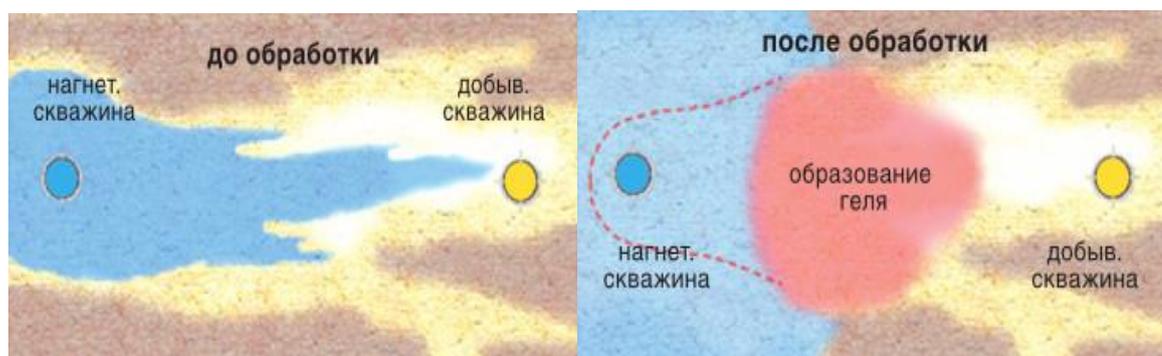


Рисунок 3.1 - Результат обработки скважин по технологии «Гипан α+»

Технология с применением ВПК-402 – синтетического органического высококатионного полимера предполагает закачку раствора полидиметилдиаллиламмония хлорида (ПДМДААХ, техническая марка ВПК-402) 1-5 мас.% и раствора лигносульфоната - 17-30 мас.%.

4) биополимера и композиций на его основе;

Раствор биополимера с концентрацией от 5 до 20% является базовым элементом композиций, которые используются для выравнивания профиля закачки нагнетательных скважин и регулирования структуры фильтрационных потоков в продуктивном пласте. Данный раствор приготавливается в пресной воде, возможно использование подтоварной (технической) воды, минерализация которой составляет не более 20 г/л. Применяется в поровых коллекторах с обводнённостью продукции не менее 50%, проницаемостью от 0,01 до 2 Д, пластовой температурой менее 120 °С.

5) термогелеобразующих композиций.

Технология с применением термотропного состава РВ-3П-1 позволяет

уменьшить непроизводительную закачку в системе поддержания пластового давления за счёт выравнивания профиля закачки и увеличения охвата пластов заводнением. Термотропный состав РВ-3П-1 имеет две товарные формы: жидкую РВ-3П-1 и сухую РВ-3П-1 «МС». Данный состав испытывает химическое превращение при повышенной температуре с образованием геля гидрата оксида алюминия. Отличительными особенностями РВ-3П-1 являются возможность применения в продуктивных горизонтах с большим интервалом пластовых температур – 70 – 120 ° С, возможность применения в низкопроницаемых коллекторах, экологическая безопасность по причине отсутствия органических составляющих, низкая температура застывания рабочего раствора (технология применима в зимних условиях). Удельная технологическая эффективность составляет свыше 1400 тонн дополнительной добычи на 1 скважино-обработку (данная технология в настоящее время применяется в промышленных масштабах на месторождениях Западной Сибири с низкопроницаемыми терригенными коллекторами).

б) Технология ВДС

Технология ВДС основана на использовании двух дисперсных материалов: древесной муки и глинопорошка. [2, 3] Основной компонент, за счёт которого проявляется эффект перераспределения фильтрационных потоков, - древесная мука, представляющая собой продукт сухого измельчения (разлома) древесины. В зависимости от марки древесная мука содержит частицы диаметром от нескольких до сотен микрон. Они имеют высокоразвитую поверхность и пористость, образованную за счёт пустот межволоконных пространств. На их поверхности расположены тончайшие волокнистые ответвления (фибриллы), которые обуславливают способность древесной муки структурироваться с другими дисперсными частицами за счёт сил физического взаимодействия. Вследствие наличия большого объёма межволоконных пространств – пустот, энергично впитывающих воду, древесная мука способна к набуханию, в основном к внутреннему и развивает значительное давление набухания, проявляя эффект расклинивающего действия, что особенно важно в условиях

пористых сред. Благодаря указанным свойствам древесная мука в поровом пространстве промытых водой зон пласта в контакте с глиной или поверхностью пор породы образует волокнисто-дисперсную структурированную систему, которая способна существенно увеличить фильтрационное сопротивление высокопроницаемы зон продуктивного пласта. Древесная мука (ДМ) нагнетается в пласт в виде водной суспензии. Древесная мука не подвергается деструкции (таким образом эффект сохраняется в течение продолжительного времени), является экологически чистой, производство данного материала основано на использовании ресурсобеспеченных материалов. Технология с применением волокнисто-дисперсных систем является эффективной при любой минерализации и температуре пластовых вод, применима в терригенных и карбонатных коллекторах. Недопустимо применение технологии ВДС на нагнетательных скважинах с приёмистостью менее 400 м³/сут.

Технология ПДС [6,7,8,12].

Основным компонентом полимер-дисперсной системы являются неионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины. Причиной флокуляции является адсорбция макромолекул или ассоциатов макромолекул на нескольких твёрдых частицах и образование мостиков, связывающих частицы. Наиболее простые ПДС представляют собой комбинации из полиакриламида и бентонитовой глины, которая служит наполнителем, что приводит к уменьшению количества закачиваемого полимера с сохранением размеров образующегося гелевого экрана. Снижение количества закачиваемого полиакриламида делает технологию ПДС экономически более привлекательной по сравнению с полимерным заводнением. С целью улучшения работы ПДС в различных геолого-промысловых условиях разработаны различные модификации полимер-дисперсных систем с дополнительными реагентами: ПДС-ПАВ, ПДС с карбонатом натрия, ПДС-алюмохлорид, ПДС с хлористым кальцием и другие. Кроме ПАА в системах ПДС предложено применять полиоксиэтилен, КМЦ,

полимер ВПК-402, простые эфиры целлюлозы, а также модифицировать добавками щелочных реагентов: щелочными стоками производства капролактама, триполифосфатом, карбонатом и гидроксидом натрия. Технология ПДС может быть реализована на месторождениях нефти, продуктивные пласты которых имеют среднюю абсолютную проницаемость от 0,10 до 2 Д и более, глубину залегания до 2700 м, начальную пластовую температуру до 70 °С, обводненность добываемой продукции скважин до 99%. Благоприятными объектами для применения технологии закачки ПДС являются терригенные коллекторы, которые характеризуются высокой неоднородностью. Технологии ПДС и ВДС показывают высокую эффективность в промысловых условиях. Кроме того, широкому распространению данных технологий способствует доступность и низкая цена основного компонента – глинопорошка.

Существует ещё одна дисперсная система на основе резиновой крошки. Данные составы предназначаются для блокирования крупных промытых зон пласта, перераспределения фильтрационных потоков и увеличения зоны охвата пласта заводнением. К преимуществам технологии на основе резиновой крошки можно отнести дешевизну исходных реагентов, которые являются отходами резинотехнической промышленности и нефтепереработки. Составы применимы в различных геолого-промысловых условиях и при достаточно широком диапазоне температур. Одним из вариантов предусмотрено получение резиновой крошки с размером частиц от 2 до 15 мм из отходов резины марки 308, 346, 350 и т.п. Перед закачкой в пласт резиновую крошку смешивают с моторными отработанными маслами, маслами промышленными отработанными или смесью нефтепродуктов отработанных, регламентированных ГОСТ 21046-86 и нефтью. Выдерживание и перемешивание полученной смеси приводит к набуханию резиновой крошки и приобретению ею эластичных свойств. Состав на основе резиновой крошки продавливается в пласт водой [23,24,25].

3.3 Выравнивание профиля приемистости с использованием устройств контроля закачки

В дипломной работе предлагается выравнивать профиль приемистости с использованием новых технологий заканчивания скважин, которые подходят как для вертикальных, так и для добывающих скважин.

Типовая схема заканчивания горизонтальной скважины представлена на Рис.3.2. В компоновку хвостовика входят: пакер-подвески хвостовика 114/178 мм (подвеска устанавливается 100 метров выше башмака эксплуатационной колонны 178 мм), глухие трубы 114 мм, проволочные противопесочные фильтра 114 мм, башмак.

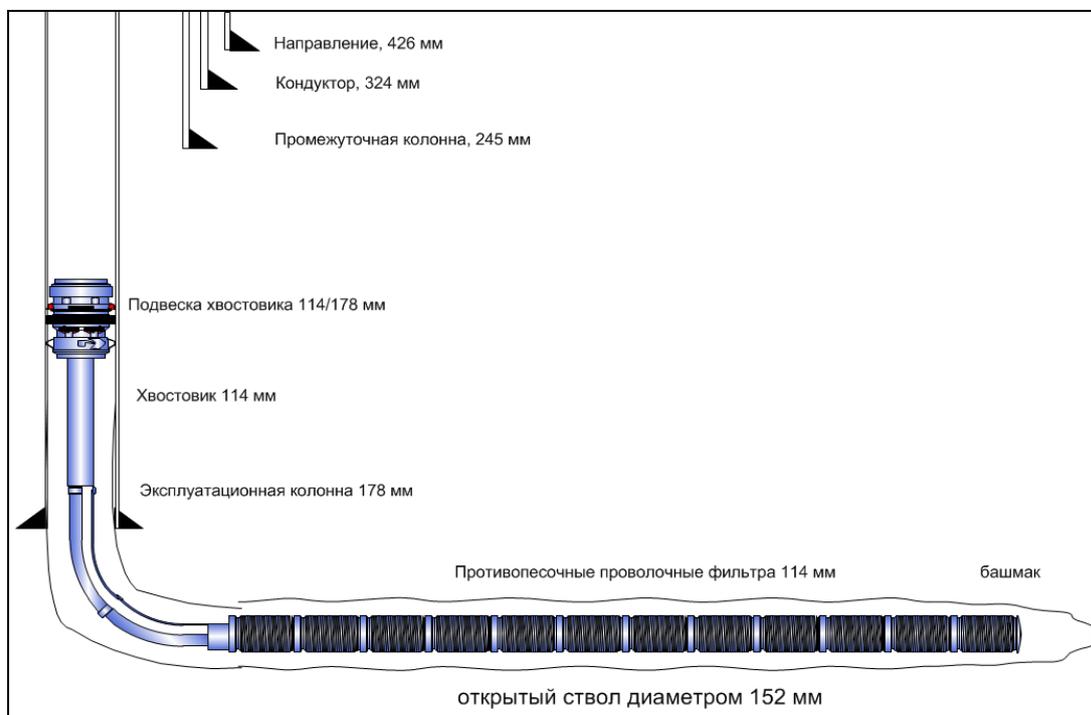


Рис. 3.2 - Схема заканчивания горизонтальной скважины Ванкорского месторождения

Одним из самых критичных моментов при заканчивании горизонтальных скважин является использование заколонных разбухающих пакеров. К такому решению постепенно приходят практически все нефтяные компании, использующие горизонтальные скважины. Часть скважин Ванкорского месторождения была закончена с использованием данной технологии. Разбухающие пакера представляют собой специальную резину, которая разбухает до определенных размеров при контакте либо с водой, либо с

нефтью. В случае возможных проблем с обводненностью скважины, рекомендуется ставить такие пакера попарно на каждую зону. Существует значительный риск повреждения резины разбухающих пакеров при спуске в горизонтальные скважины со значительной интенсивностью искривления ствола, поэтому такие компоновки оснащаются центраторами.

“Существует несколько факторов, объясняющих растущую популярность использования данного оборудования. В случаях, когда ствол скважины проведен по хорошо цементированным или карбонатным породам (при заканчивании горизонтальной скважины тем или иным видом противопесочного фильтра или перфорированной трубой) значительная часть потока пластового флюида может протекать в затрубном пространстве между стенкой скважины и внешним диаметром трубы. Соответственно, данный объем пластового флюида будет попадать внутрь фильтра только в пяточной части горизонтальной скважины. Таким образом, при прорыве воды или газа в добывающую скважину, законченную без использования заколонных пакеров, определить интервал прорыва по результатам промыслово-геофизических исследований не представляется возможным. Также практически невозможно будет провести эффективные ремонтно-изоляционные работы по устранению интервала прорыва воды или газа путем закачки различных тампонажных и изолирующих растворов (в виду их перетока в другие зоны по затрубному пространству). Использование заколонных пакеров и сегментация с помощью них ствола скважины на несколько зон позволит не только точно выявить проблемный интервал с помощью ПГИ, но и в последующем эффективно изолировать данный интервал прорыва газа или воды. При этом появляется возможность решить проблему не только с помощью закачки тампонажных или других изолирующих растворов, но и с помощью установки моста из глухих труб и заколонных пакеров внутрь текущего заканчивания скважины. Также использование заколонных пакеров позволяет отсечь глухими трубами интервалы глин. Это необходимо для предотвращения массивной миграции глинистых частиц по затрубному пространству и последующему засорению

противопесочных фильтров.” (Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: “Российские системы заканчивания горизонтальных скважин” // Нефтесервис // 2013 №4 // стр.38-40 [13])

Разбухающий заклонный пакер показан на Рис. 3.3. Схема заканчивания горизонтальной скважины с заклонными разбухающими пакерами представлена на Рис 3.4.



Рис. 3.3 - Разбухающий заклонный пакер.

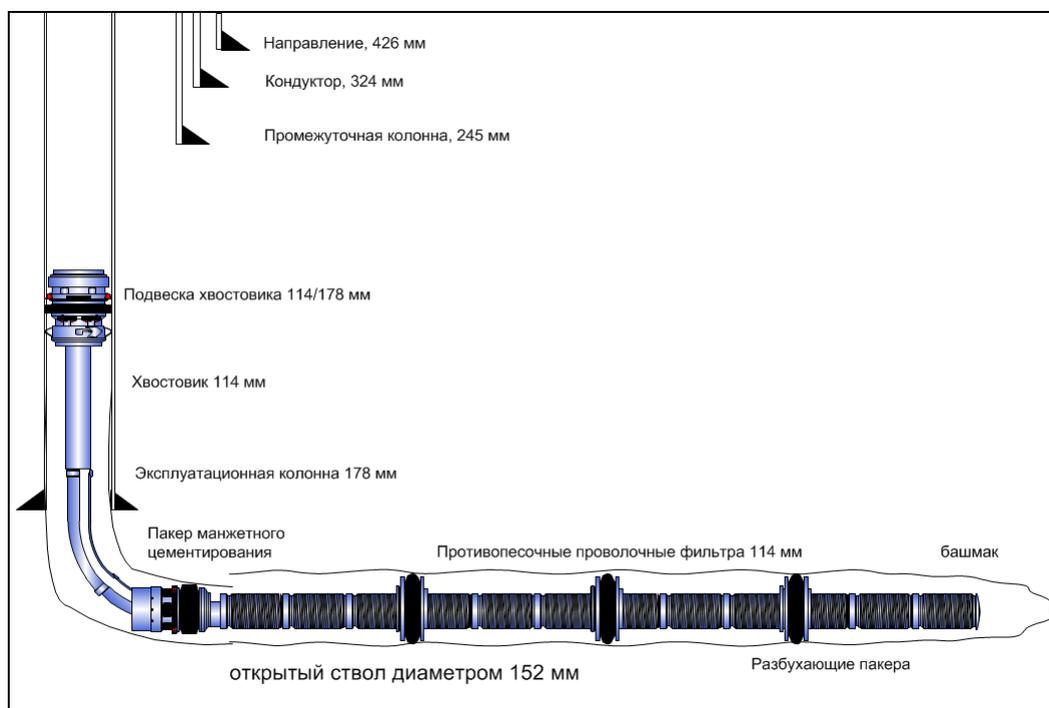


Рис. 3.4 - Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины с использованием заклонных пакеров.

За последние несколько лет в России на различных месторождениях было проведено несколько опытно-промышленных работ и началось внедрение пассивных систем контроля притока зарубежных производителей для оптимизации работы законченных открытым стволом скважин. Данные системы представляют собой противопесочные фильтры с установленными на них устройствами контроля притока (ICD). Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины [14]. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними.

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой длины, а также при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада давления в стволе скважины. Потери давления за счет трения могут достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины. Такая разница может приводить к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины в случае водоплавающей залежи, или газа при разработке подгазовой зоны. Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока позволяет нивелировать разницу давления в стволе скважины и выровнять профиль притока [15]. В случае, когда горизонтальная скважина проходит по неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, высока вероятность быстрого прорыва газа или воды по высокопроницаемым зонам (зонам с повышенной трещиноватостью). Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока дает возможность “прижать” высокопроницаемые зоны и, тем самым, интенсифицировать приток из

низкопроницаемых участков. Это позволяет выровнять профиль притока по всей длине скважины и предотвратить ранние прорывы газа/воды [16].

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа устройств контроля притока, производимых зарубежными компаниями, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта, - трубочно-винтовой и штуцерный. На Рис 3.5 и Рис 3.6 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство Бейкер-Хьюз) и штуцерные системы (производство Шлюмберже) соответственно.

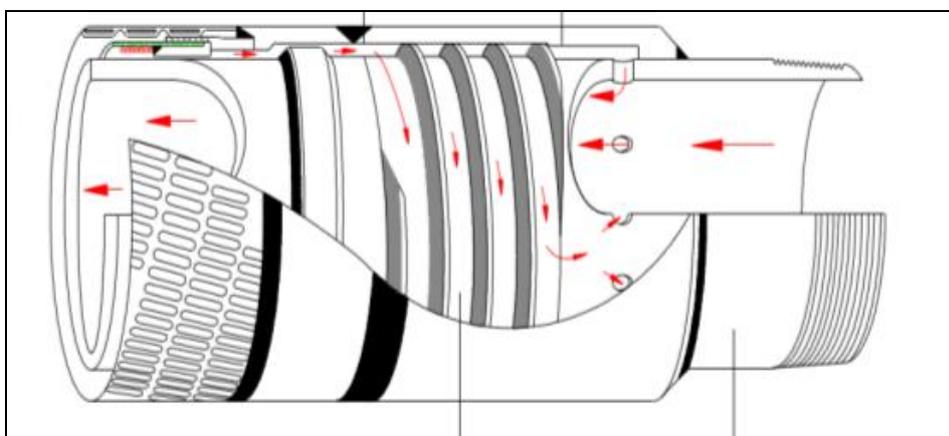


Рис. 3.5 - Устройство контроля притока (Бейкер-Хьюз).



Рис. 3.6 - Устройство контроля притока (Шлюмберже).

В работе [17] приводится описание принципов работы и характеристики данных систем, анализируются их преимущества и недостатки, а также

проводится сравнительная оценка надежности работы в условиях крупного месторождения в Восточной Сибири для последующего обоснования выбора оборудования, использующего тот или иной способ создания сопротивления потоку. В качестве основных недостатков трубочно-винтовых систем контроля притока указывается высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов. Основным же недостатком штуцерных систем контроля притока является то, что поток флюида, проходя через штуцер, приобретает очень большую скорость, что, в свою очередь, значительно повышает риск эрозии оборудования. Расточка штуцеров в результате эрозии может привести к быстрому снижению способности оборудования создавать сопротивление потоку, что, в свою очередь, может существенно ухудшить показатели работы скважины.

На Ванкорском месторождении в ряде скважин пробуренных в подгазовых зонах использовались устройства контроля притока производства Шлюмберже и Бейкер-Хьюз. Описание дизайна подобных систем заканчивания для Ванкорского месторождения представлено в работе [18]. В данной статье предложена процедура дизайна устройств контроля притока и показаны примеры ее применения на скважинах Ванкорского месторождения. В статье предлагается выбирать конструкцию хвостовика, состоящего из противопесочного фильтра и устройств для пассивного контроля притока, с использованием секторного гидродинамического моделирования и анализа изменения профилей притока нефти, газа и воды со временем по длине горизонтальной скважины.

В данной дипломной работе предлагается использовать пассивные устройства контроля притока для выравнивания профиля приемистости на нагнетательных скважинах Ванкорского месторождения.

На Рис 3.7 показан характерный профиль вытеснения и прорыва воды в добывающую скважину в случае использования стандартного заканчивания скважины при заводнении неоднородного коллектора.

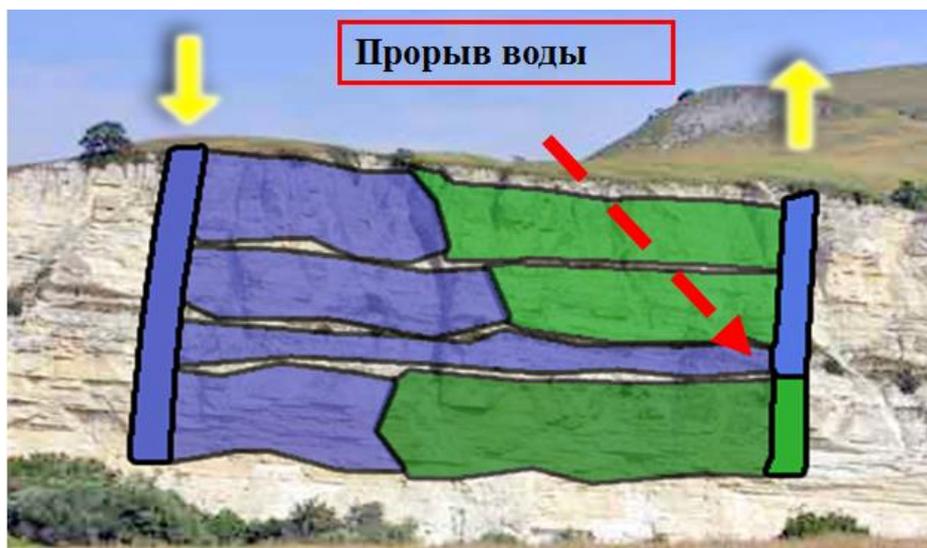


Рис. 3.7 - Профиль вытеснения для стандартного заканчивания нагнетательной скважины

На Рис 3.8 показан равномерный профиль вытеснения в случае использования устройства контроля закачки.

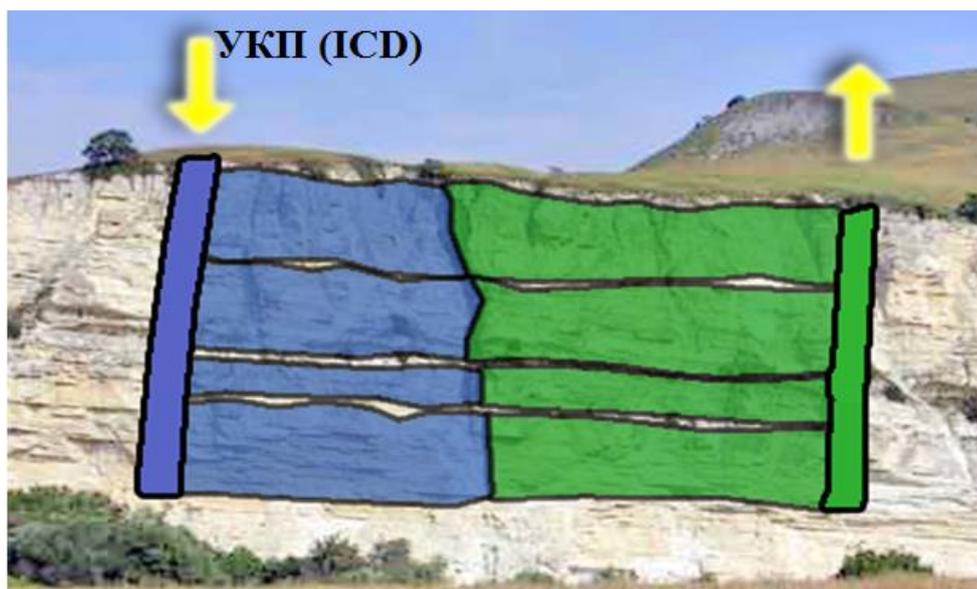


Рис. 3.8 - Профиль вытеснения для нагнетательной скважины с ICD

Подобная система заканчивания позволит не только выровнять профиль приемистости, но и поможет в решении следующих задач:

- Задержка прорыва воды в добывающие скважины;
- Повышение эффективности заводнения;
- Контроль автоГРП на нагнетательных скважинах.

3.4 Гидродинамическое моделирование систем заканчивания с устройствами контроля закачки

Для проведения расчетов в данной работе использовались секторная модель на основе выгрузки из гидродинамической модели пласта Нх-3-4 Ванкорского месторождения. (Рис 3.9)

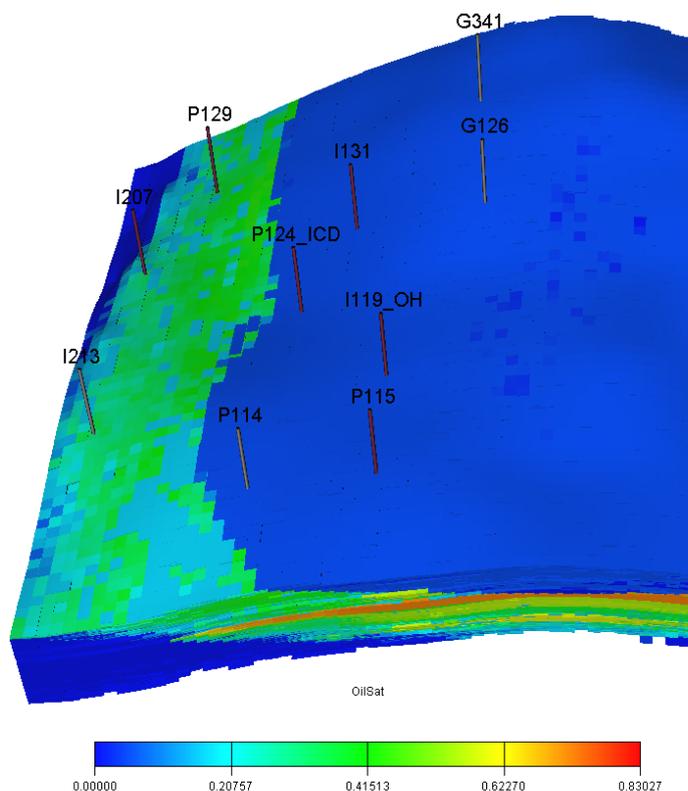


Рис 3.9 - Секторная модель Ванкорского месторождения.

Модели рассчитывались в программе Schlumberger Eclipse 2001 и визуализировались в программе Schlumberger Petrel 2009.

В модели в секции GRID прописывались координатные линии, глубины углов ячеек сетки, для каждой ячейки задавались различные значения NTG, проницаемости по оси x (для задания проницаемости по оси y копировались значения для проницаемостей по оси x, а для задания проницаемостей по оси z копировались значения для проницаемостей по оси x и умножались на 0,1), пористости.

В секции PROPS каждой ячейке задавались различные значения критических нефтенасыщенностей в системе с газом и водой без учета направления движения потока, начальные значения водонасыщенности и

значения связанной водонасыщенности. Задана сжимаемость породы $2,2 \cdot 10^{-5}$ 1/бар при опорном давлении 263 бар. PVT-функции для воды: при опорном давлении 259 бар. объемный коэффициент 1,005, сжимаемость воды $4,5 \cdot 10^{-5}$ и вязкость 0,57. Плотность нефти 828,8 кг/м³, воды – 1011 кг/м³, газа – 0,77 кг/м³. Задана таблица PVT-свойств нефти с растворенным газом и PVT-свойств сухого газа.

В секции SOLUTION в ключевом слове EQUIL задана опорная глубина 2553,4 м, давление на которой 259 бар, ВНК на глубине 2676 м, ГНК на глубине 2553,4 м. Остальные параметры заданы по умолчанию. Ключевым словом RSVD задана зависимость газонасыщенности от глубины по точкам (2553,4; 153,8091) и (2600,0; 120,0000).

В секции SUMMARY задавалось огромное количество расчетных параметров, которые модель должна была просчитывать, основными из которых были накопленная добыча нефти для скважины (WOPT), обводненность скважины (WWCT), дебит скважины (WOPR), газовый фактор скважины (WGOR), пластовое давление (FPR) и забойное давление (WBHP).

Проводилось моделирование влияния систем заканчивания для нагнетательной скважины П119 на соседние добывающие скважины -

- P114
- P115
- P124

Рассматривались следующие варианты заканчивания скважин:

- П119_ОН – открытый ствол
- П119_ICD_V1 – ResInject (вариант 1)
- П119_ICD_V2 – ResInject (вариант 2) - более сильное штуцирование высокопроницаемых зон.

Результаты моделирования для скважин P114 и P124 представлены на рисунках 3.10-3.15.

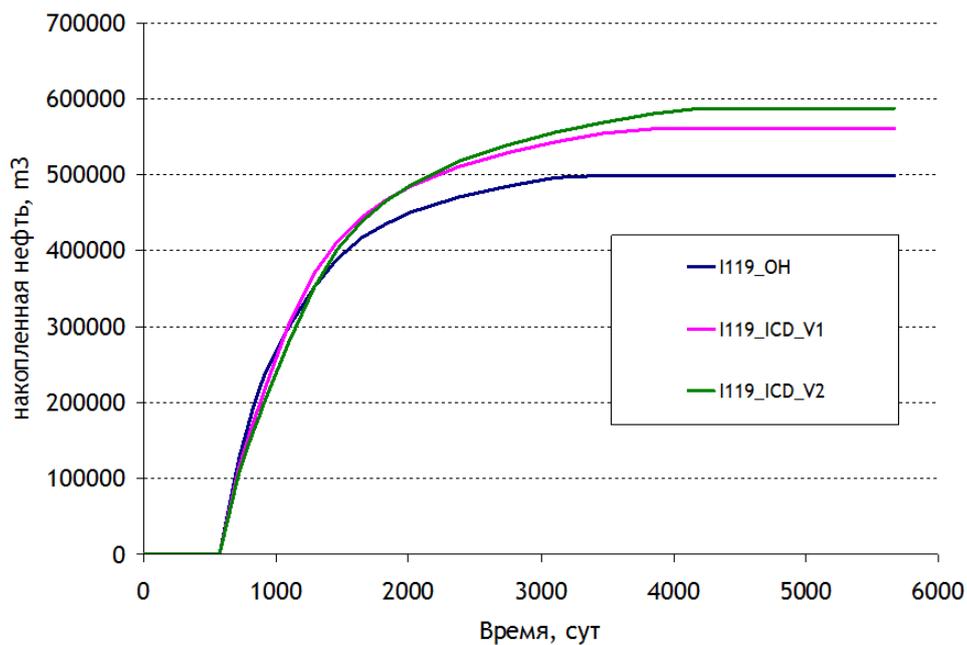


Рис. 3.10 - Скважина P114. Накопленная добыча нефти.

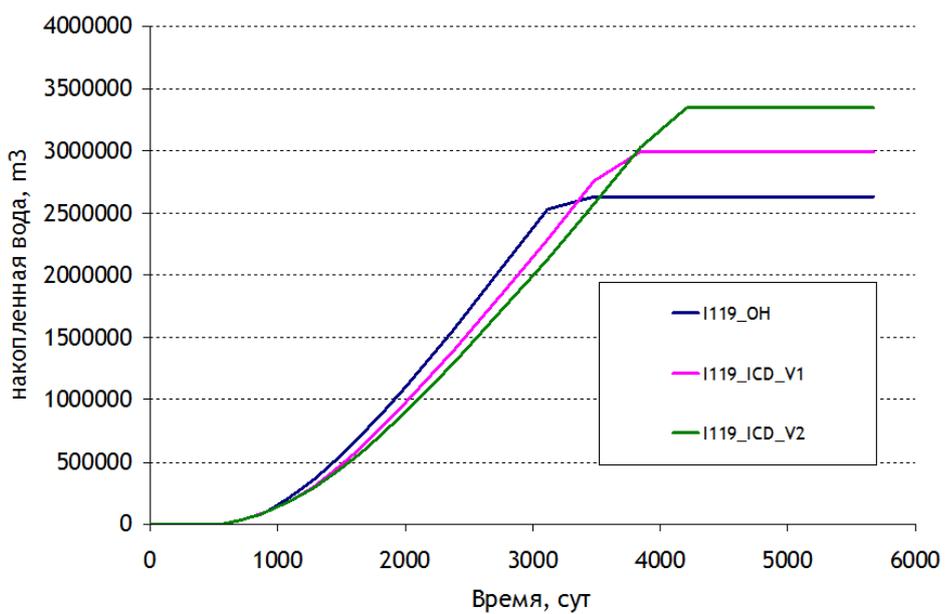


Рис. 3.11 - Скважина P114. Накопленная добыча воды.

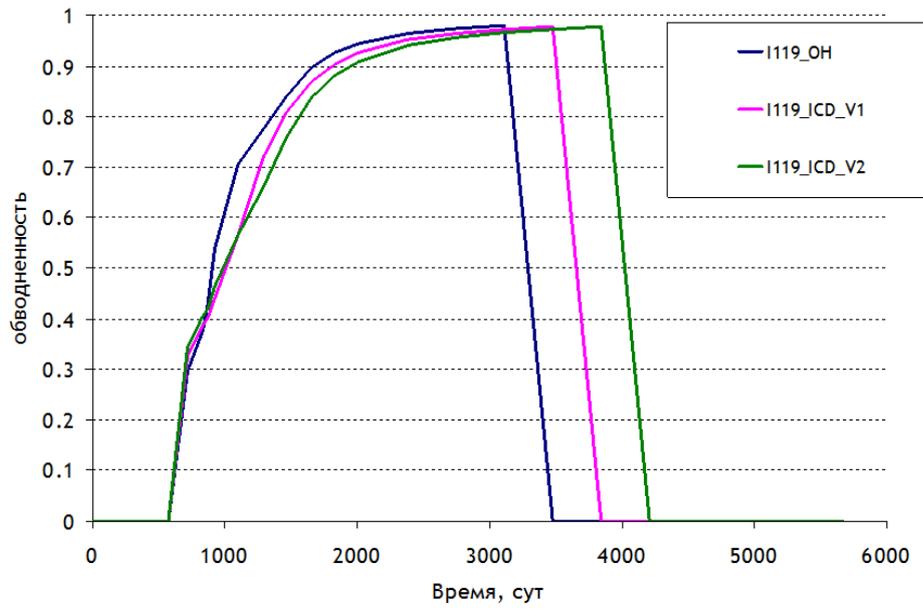


Рис. 3.12 - Скважина P114. Обводненность.

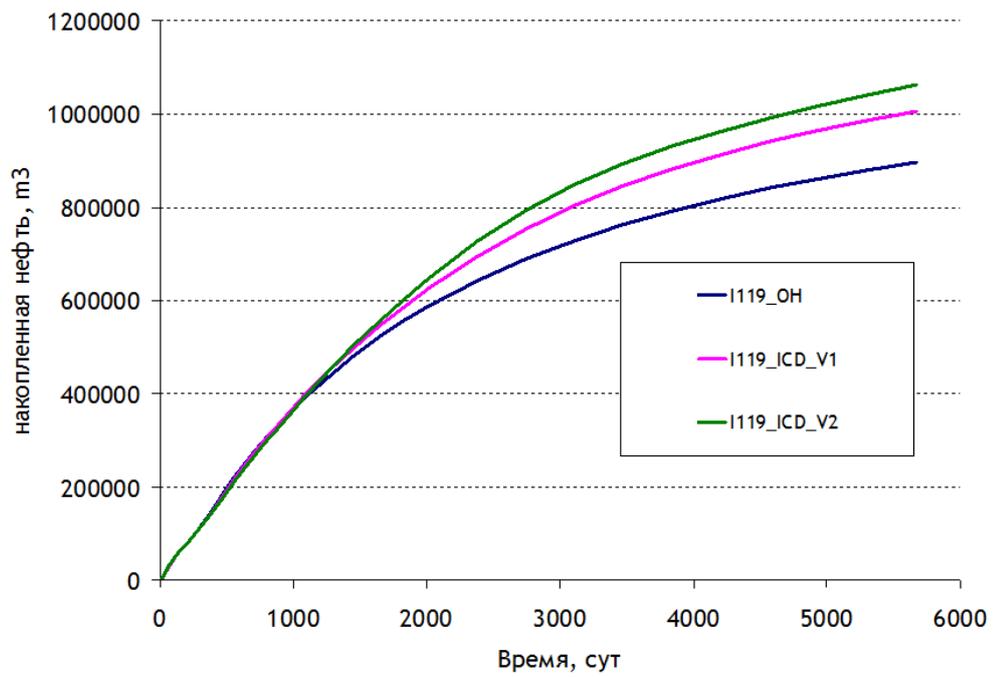


Рис. 3.13 - Скважина P124. Накопленная добыча нефти.

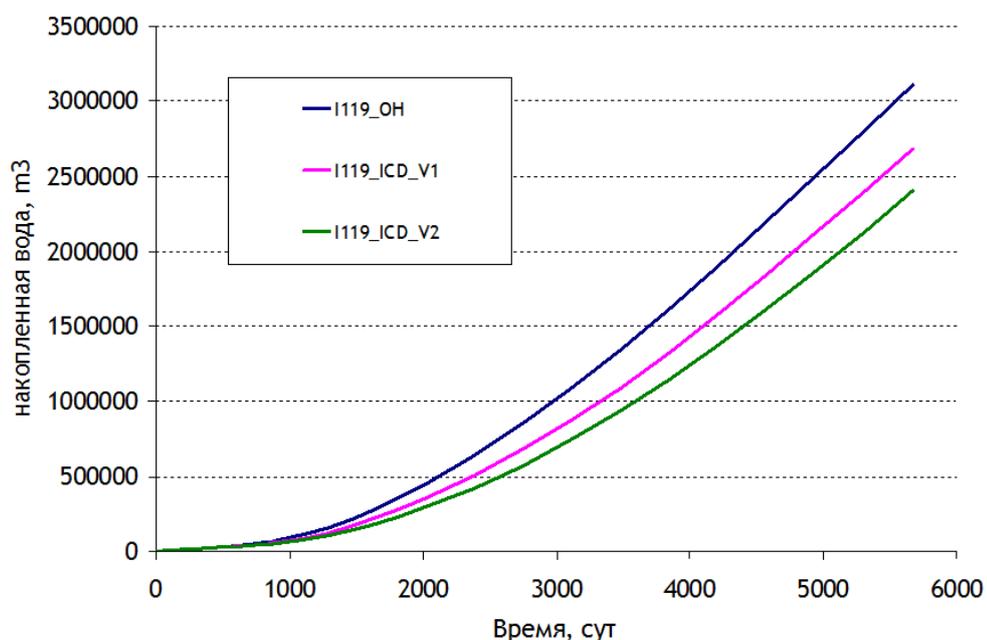


Рис. 3.14 - Скважина P124. Накопленная добыча воды.

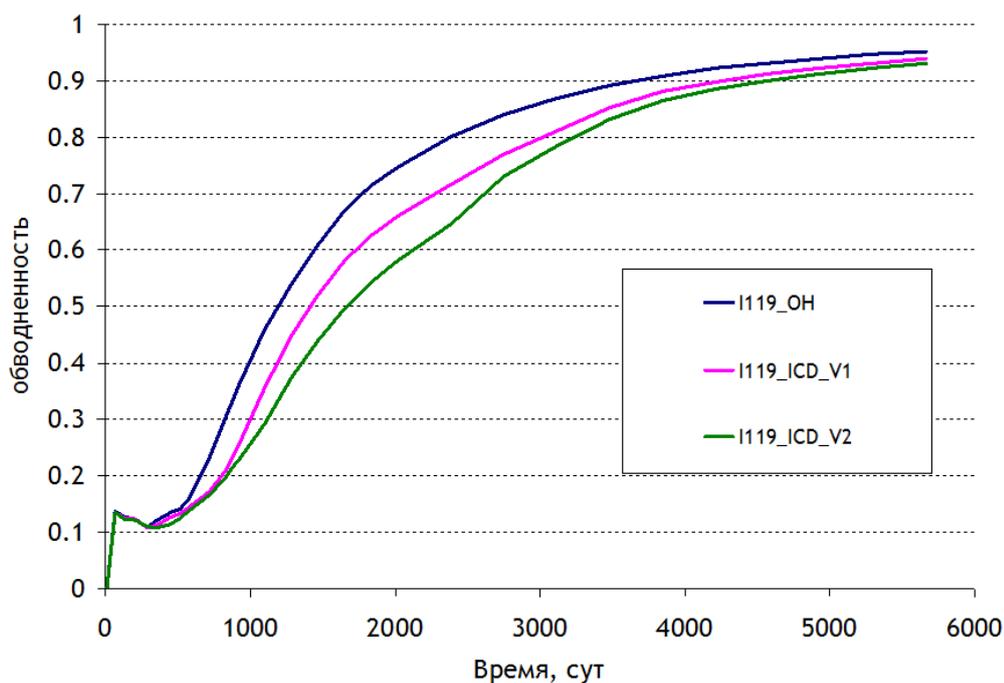


Рис. 3.15 - Скважина P124. Обводненность.

По результатам гидродинамического моделирования можно сделать следующие выводы:

- Применение технологии устройств контроля закачки на нагнетательных скважинах позволяет эффективно бороться с прорывами воды в добывающих скважинах.

- Происходит задержка подхода водяного фронта в добывающие скважины.
- Увеличивается безводный срок эксплуатации скважин.
- Довольно значительно увеличивается накопленная добыча нефти и снижается добыча воды.

Таким образом данную технологию можно считать довольно эффективной для решения вопроса о снижении обводненности в добывающих скважинах и повышению эффективности заводнения Ванкорского месторождения.

4. Безопасность и экологичность

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны со взрывопожароопасными веществами, токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред здоровью человека, а также нанести вред экологической системе. Кроме того, работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности при работе с ним.

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

Целью раздела является систематизация информации, действующей нормативно-правовой документации и требований проведения работ необходимых для предотвращения и предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазовой промышленности и недопущения экологических бедствий в районах проведения работ.

4.1 Недостатки базовой конструкции по обеспечению безопасности труда

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

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

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 4.1. [19]

Таблица 4.1 - Основные опасные и вредные факторы

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

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда.

4.2 Проектные решения по обеспечению безопасности труда на проектируемом оборудовании

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

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

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

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

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

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

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне $15-20^{\circ}\text{C}$. [21]

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

На скважинах, которые участвуют в капитальном ремонте, необходимо обеспечить освещение рабочего места в соответствии с нормами. Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах, с целью обеспечения безопасных условий труда, следует руководствоваться: СНиП 23-

05-95* Естественное и искусственное освещение (с изменением №1). Нормы освещенности устья скважины установлены согласно СП 4156-86 и представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Нормы освещенности

| Рабочее место | Разряд и подразряд зрительной работы | Рабочее освещение | |
|--------------------------------|--------------------------------------|------------------------|--------------------------|
| | | Освещенность | |
| | | Лампы накаливания (лк) | Газоразрядные лампы (лк) |
| Рабочее место у устья скважины | X | 75 | 75 |

На основании СНиП 23-05-95* для освещения производственных площадок, неотапливаемых помещений, проездов применяют газоразрядные источники света. При освещении площадки газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не превышает 20%. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты площадки. На открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси (внезапный выброс нефти или газа), светильники имеют взрывозащитное, пылезащитное исполнение (светильники оборудуются стеклянными колпаками с резиновыми прокладками, защищающими от пыли). Для освещения площадки в соответствии с рекомендациями СНиП 23-05-95* выберем к установке четыре прожекторных вышки, расположенных по углам площадки. С учетом вышеприведенных рекомендаций по источникам света принимаем к установке прожектора типа ПЗС-45 с дуговыми ртутными лампами типа ДРЛ-700.

Типы прожекторов подбираем по таблице 4.3, а значения коэффициента m по таблице 4.4.

Таблица 4.3 - Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности

| Лампа | Тип прожектора | Ширина освещаемой площадки, м | Значение коэффициента m при расчетной освещенности площадки, лк | |
|-------|----------------|-------------------------------|---|--------|
| | | | 0,5...1,5 | 2...30 |
| ГЛН | ПКН, ИСУ | 75...125 | 0,5 | 0,25 |
| ДРЛ | ПЗС, псм | 75...250 | 0,25 | 0,13 |
| | | 275...350 | 0,3 | 0,15 |

Таблица 4.4 - Ориентировочное значение коэффициента m

| Прожектор | Лампа | Максимальная сила света, ккд |
|-----------|-----------|------------------------------|
| ПЗС-45 | Г220-1000 | 130 |
| | ДРЛ-700 | 30 |
| ПЭС-35 | Г220-500 | 50 |

Нормативная освещенность площадки скважины составляет $E_n = 75$ лк. Тогда для ее обеспечения ориентировочное число прожекторов N может быть определено по формуле:

$$N = m * E_n * k * \left(\frac{A}{P_d}\right)$$

$$N = 0,13 * 75 * 1,7 * \frac{625}{700} = 14,8;$$

где:

m - коэффициент, учитывающий световую отдачу источника света;

E_n - нормируемая освещенность горизонтальной поверхности площадки,

лк;

k - коэффициент запаса, принимаемый для ламп накаливания (ЛН) равным 1,5, и для газоразрядных ламп - 1,7;

A - освещаемая площадь, м²;

$P_{л}$ - мощность лампы, Вт.

Принимаем к установке 16 прожекторов, по 4 прожектора на каждой мачте. Определяем минимальную высоту установки прожекторов на мачтах

$$h = \sqrt{\frac{I_{MAX}}{C}}$$

$$h = \sqrt{\frac{30000}{300}} = 10\text{м}$$

Где:

I_{max} - максимальный пролет между опорами для создания заданной освещенности;

C - отношение осевой силы света прожектора к квадрату высоты их установки.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. [25]

Таблица 4.5 - ПДК вредных веществ

| Вещество | Объем, мг/м ³ | Класс опасности |
|---|--------------------------|-----------------|
| Аммиак | 20 | IV |
| Бензин-растворитель (в пересчете на С) | 300 | IV |
| Керосин (в пересчете на С) | 300 | IV |
| Пыль угольная, содержание от 2 до 100% свободного O ₂ | 4 | III |
| Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅ | 3 | III |
| Спирт метиловый (метанол) | 5 | III |
| Спирт этиловый | 1000 | IV |
| Углеводороды C ₁ -C ₁₀ | 300 | IV |
| Хлор | 1 | II |

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

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [28]

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

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [29]

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

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности [30].

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

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

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 СП 4.13130.2009.

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II СП 4.13130.2009.

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

В Таблице 4.6 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.6 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

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

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

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

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

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

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Анализ возможных аварийных ситуаций

| Возможные аварии | Последствия |
|--|--|
| Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений | - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом |
| Пожар в производственном помещении | - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента |
| Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины | - выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью |

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

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

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

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

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

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

4.7 Экологичность проекта

Природоохранные мероприятия при разработке Ванкорского месторождения направлены на решение следующих основных задач:

- предупреждение загрязнения недр, и в первую очередь, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных (бальнеологических) вод нефтью, промстоками и вредными отходами, разлившимися на поверхности в аварийных ситуациях;

- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;

- полное и комплексное извлечение из месторождения всех его полезных компонентов;

- недопущение вредного влияния работ, связанных с пользованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;

- разработка и соблюдение технологий, обеспечивающих сохранение криолитозоны в естественном состоянии;

- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;

- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;

- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;

- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;

- оборудование аппаратов, работающих под давлением,

- предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);

- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На данный момент динамика обводненности на скважинах Ванкорского месторождения стремительно растет и превысила 60%. Соответственно проблема ограничения роста обводненности является наиболее важной задачей оптимизации разработки месторождения в целом. Закачка тампонирующих растворов и модификаторов фазовой проницаемости в интервалы прорыва воды не позволяет решить проблему в силу конструкции скважины, высоких темпов отбора и необходимости повторять процедуру через определенное время.

В дипломной работе представлено решение по снижению обводненности скважин Ванкорского месторождения с помощью заканчивания нагнетательных скважин с помощью устройств контроля закачки.

Результаты проведенного гидродинамического моделирования показали что:

- применение технологии устройств контроля закачки на нагнетательных скважинах позволяет эффективно бороться с прорывами воды в добывающих скважинах;
- происходит задержка подхода водяного фронта в добывающие скважины;
- увеличивается безводный срок эксплуатации скважин;
- довольно значительно увеличивается накопленная добыча нефти и снижается добыча воды.

Таким образом данную технологию можно считать довольно эффективной для решения вопроса о снижении обводненности в добывающих скважинах и повышению эффективности заводнения Ванкорского месторождения.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

- АГРП – авто-гидроразрыв пласта
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГНК – газонефтяной контакт
- ГК – гамма-каротаж
- ГТУ – газотурбинная установка
- ГТЭС – газотурбинная электростанция
- ЗКЦ – заколонная циркуляция
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- КРС – капитальный ремонт скважины
- ЛУ – лицензионный участок
- ЛМ – локатор муфт
- НКГМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- НКТ – насосно-компрессорная труба
- НПС – нефтеперекачивающая станция
- ОФП – относительная фазовая проницаемость
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- ПО – программное обеспечение
- РГД – расходомер глубинный дистанционный
- РИР – ремонтно-изоляционные работы
- СТД – скважинный термокондуктивный дебитомер
- СПП – скважинный геофизический прибор
- УВ – углеводороды
- УКП (ICD) – устройство контроля притока

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Астахова А.Н. Выбор участков и обоснование применения потокоотклоняющих технологий при извлечении нефти из однородных коллекторов: автореф. дис. канд. технических наук 25.00.17 / Астахова Анфиса Наильевна. – Уфа, 2004. – 24 с.
2. Баранов Ю.В. Нигматуллин И.Г. Основные результаты применения волокнисто-дисперсных систем на Ромашкинском месторождении // Интервал. – 2002. - №7. – С. 69-71
3. Баранов Ю.В., Нигматуллин И.Г., Низамов Р.Х., Маликов М.А. Технология повышения нефтеотдачи с применением волокнисто-дисперсной системы. ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань, 3 с.
4. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.: ил.
5. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 286 с.
6. Газизов А.Ш., Боровиков Г.Г. Влияние полимер-дисперсных систем на выработку продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1991. - № 4. – С. 21-24
7. Газизов А.Ш., Галактионова Л.А. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений применением полимердисперсных систем и других химреагентов // Нефтепромысловое дело. – 1995. - №2-3. – С. 29-34
8. Газизов А.Ш., Боровиков Г.Г. Влияние полимер-дисперсных систем на выработку продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1991. - № 4. – С. 21-24
9. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2003. 164 с.

10. Петров Н.А. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков / Петров Н.А., Идиятуллин Д.Н., Сафин С.Г., Валиуллин А.В.; Под ред. проф. ЛА. Алексеева. – М.: Химия, 2005. – 172 с.
11. Рогова Т.С. Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей: автореф. дис. канд. технических наук 25.00.17 / Рогова Татьяна Сергеевна. – Москва, 2007. – 25 с.
12. Фирсов В.В., М.А. Кузнецов, А.Ю. Попов, А.Г. Новиков, А.В. Жарков, МВ. Демин, Т.И. Кузнецова. Эффективная разработка месторождений с применением полимерных технологий // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. - № 23-24
13. Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: “Российские системы заканчивания горизонтальных скважин” // Нефтесервис // 2013 №4 // стр.38-40
14. Brekke K., Lien S.C.: “New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone” // SPE Drilling and Completion. – 1994. –V.9. –P. 205-209.
15. M. Chertenkov, Lukoil; S.V. Deliya , D.A. Semikin, G.A. Brown, A. Bayanova, E. Kanevsky, M. Nukhaev, A. Shapovalov, Y. Pormeyster: "Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagina Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors" // SPE 159581, 2012
16. Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction // Paper SPE 112471, 2008.
17. Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И.: “ Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах” // Нефтяное хозяйство // 2007 #11

- 18.Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 # 11
- 19.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 20.СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
- 21.Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
- 22.Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
- 23.СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
- 24.ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 25.ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
26. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
- 27.ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 28.СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
29. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
30. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.