

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Технология перезаканчивания скважин для борьбы с прорывами
газа на примере Ванкорского месторождения

Руководитель _____ профессор, канд. техн. наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ С.А. Панов
подпись, дата

Консультант
Безопасность и экологичность _____ С.Н. Масаев
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« _____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Панову Семёну Александровичу

Группа ЗНБ16-04Б

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Технология перезаканчивания скважин для борьбы с прорывами газа на примере Ванкорского месторождения.

Утверждена приказом по университету № 6236/с от 13.05.2021 г.

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, профессор, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ.

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

Перечень разделов ВКР:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения;
2. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского месторождения;
3. Технология перезаканчивания скважин для борьбы с прорывами газа;
4. Безопасность и экологичность производства.

Руководитель

М.Т. Нухаев

подпись

Задание принял к исполнению

С.А. Панов

подпись

« ____ » _____ 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология перезаканчивания скважин для борьбы с прорывами газа на примере Ванкорского месторождения» содержит 124 страниц текстового документа, 32 использованных источников, 21 таблицу и 35 рисунков.

НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ,
ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН, УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА,
ДВУХПАКЕРНАЯ КОМПОНОВКА, ХВОСТОВИК, ПЕРЕЗАКАНЧИВАНИЕ
СКВАЖИН.

Объект исследования – Северо-Ванкорский лицензионный участок Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель исследования:

– подбор технологии для борьбы с прорывами газа в горизонтальные добывающие скважины.

В процессе исследования были рассмотрены основные объекты разработки, методы борьбы с прорывами газа и их применение на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении, проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, рассмотрены необходимые мероприятия по их устранению и требования для обеспечения экологической безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геологическая часть.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Геологическое строение месторождения и залежей.....	10
1.2.1 Стратиграфическая характеристика разреза	10
1.2.2 Тектоническое строение района работ	17
1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия.....	18
1.4 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	22
1.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	26
1.6 Физико-химические свойства нефти и газа	31
1.7 Запасы нефти.....	36
2 Анализ текущего состояния разработки ванкорского месторождения.....	39
2.1 Характеристика текущего состояния разработки Ванкорского НГКМ.....	39
2.2 Анализ пластового и забойного давлений на Ванкорском НГКМ.....	47
2.3 Методы увеличения нефтеотдачи для применения на Ванкорском месторождении.....	53
2.4 Анализ методов воздействия, применимым для залежей Ванкорского НГКМ	66
3 Технология перезаканчивания скважин для борьбы с прорывами газа	73
3.1 Эксплуатация скважин с высоким газовым фактором	73
3.2 Контроль депрессии	78
3.3 Изоляции с помощью химических составов, пены.....	80
3.4 Изоляция с помощью оборудования заканчивания – пакера, пластыри.....	84
3.5 Контроль с помощью устройств контроля притока.....	87
3.6 Технология перезаканчивания для борьбы с прорывами газа на добывающих скважинах Ванкорского месторождения	99
4. Безопасность и экологичность	107

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	107
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	108
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	109
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	111
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	112
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	115
4.7 Экологичность проекта	117
Заключение	118
Список сокращений.....	119
Список использованных источников	120

ВВЕДЕНИЕ

На Ванкорском месторождении работает более 400 добывающих горизонтальных скважин. После нескольких лет разработки Ванкорского месторождения системами горизонтальных скважин и проведенных исследований можно сделать вывод, что одними из основных проблем являются эксплуатации таких скважин являются неконтролируемые прорывы газа из газовой шапки в подгазовых зонах.

По ряду технологических и геологических условий, борьба с прорывами газа в существующих горизонтальных скважинах достаточно нетривиальная задача и не всегда успешно решается.

Внедрение новой концепции перезаканчивания скважин на Ванкорском месторождении позволит решить данную проблему и достичь проектных показателей по добыче и КИН.

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 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение (Ванкорское НГКМ) открыто в 1988 году при бурении скважины Вн-1, из которой был получен аварийный фонтан газа. Первый приток нефти на месторождении получен в январе 1991 года при испытании скважины Вн-6. Площадь месторождения составляет 447 км².

Ванкорское НГКМ в административном отношении расположено на территории Туруханского района и городского поселения Дудинка Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края. Административные центры п. Туруханск и г. Дудинка находятся в 300 км к юго-западу от месторождения и в 140 км на северо-восток соответственно. Также в направлении г. Дудинки на расстоянии 200 км расположен г. Норильск (рисунок 1).

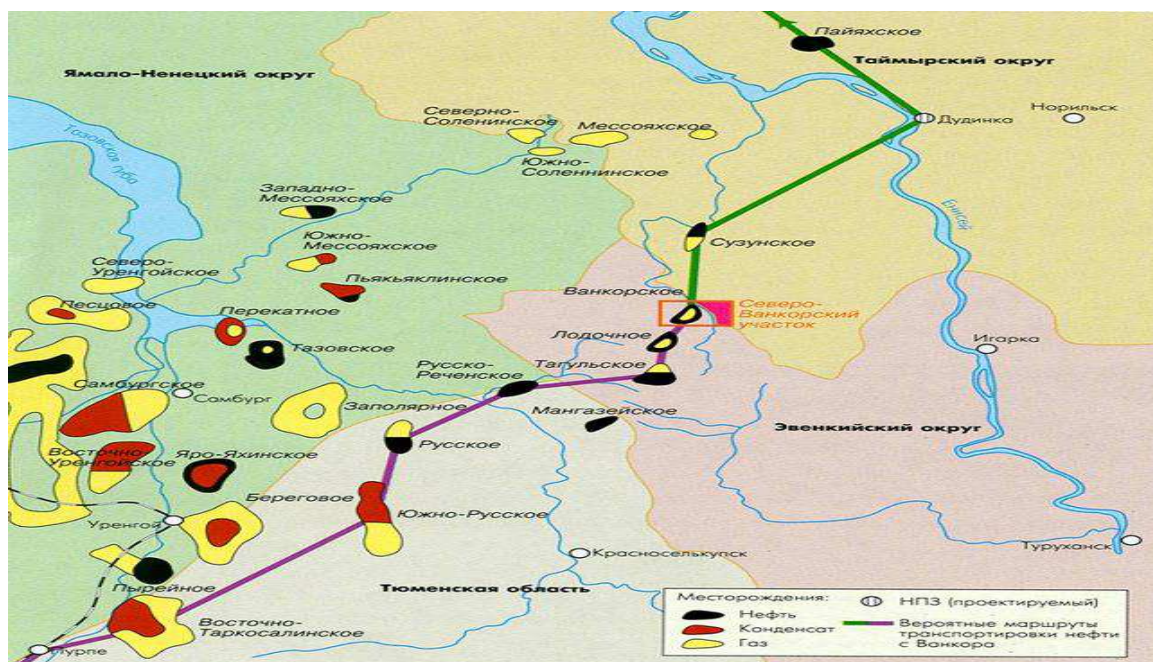


Рисунок 1 – Административное расположение Ванкорского НГКМ

Территориально, Ванкорское НГКМ расположено в пределах трех лицензионных участков (ЛУ): Ванкорского ЛУ, Северо-Ванкорского ЛУ, Лодочного ЛУ (рисунок 2).



Рисунок 2 - Обзорная схема района работ Ванкорского НГКМ

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 самолеты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка доставляются в период летней речной навигации водными видами транспорта по реке Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск - Игарка по реке Енисей составляет 1747 км.

Основной объём грузов на территорию Ванкорского НГКМ может завозиться лишь в зимнее время года, после промерзания болот, в период начала функционирования временных зимних дорог – «зимников».

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза в район Ванкорского НГКМ является экспедиционный завоз

караваном судов Енисейского речного пароходства по реке Большая Хета, непосредственно до опорной базы промысла.

Причал и база ПАО «РН - Ванкор» - Прилуки расположена на левом берегу реки Енисей, в 12 км ниже речного порта Игарка.

Железнодорожное сообщение, в рассматриваемом районе, отсутствует. Снабжение железнодорожным транспортом возможно либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до станций Пурпе и Коротчаево, и далее либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации - Мессояхское, Южно - Соленинское и Северо-Соленинское, расположены в 160 - 180 км на северо - запад от Ванкорского НГКМ.

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм, по маршруту Ванкорское НГКМ – Нефтеперекачивающая станция (НПС) «Пурпе» (рисунок 3). Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов углеводородов (УВ) 25 млн. т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).



Рисунок 3 - Трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе»

Ванкорское НГКМ и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетних мёрзлых пород. Эксплуатационное бурение на ЛУ ведётся с 2006 года.

В районе расположения Ванкорского НГКМ отсутствует развитая централизованная система энергоснабжения. Ближайшая воздушная линия электропередачи (ВЛ) 110 кВ единой национальной электрической сети (ЕНЭС) расположена в 140 км на восток от Ванкорского НГКМ. Энергоснабжение объектов Ванкорского НГКМ осуществляется от собственного автономного энергоисточника. В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на центральном пункте сбора нефти (ЦПС) предусмотрена газотурбинная электростанция (ГТЭС) с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт. Основными объектами потребления электроэнергии на месторождении являются установка предварительного сбора воды (УПСВ), ЦПС, НПС-1, кустовые площадки скважин добывающих скважин. Основным источником теплоснабжения объектов Ванкорского НГКМ является газотурбинная электростанция (ГТЭС), а также газовые котельные, предусмотренные для отопления части объектов Ванкорского НГКМ. Район относится к слабо населённому, с плотностью населения менее 1 человека на км².

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (с октября по май) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовая температура воздуха -10 °С. В наиболее холодные месяцы (декабрь, январь, февраль) средняя температура -26 °С, а в отдельные дни до -57 °С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну реки Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Большая Хета в течение 25-30 дней в весенний период судоходна для малотоннажных судов (водоизмещением до 1000 т) от участка Ванкорского НГКМ до устья, где она впадает в реку Енисей

- основную транспортную систему Красноярского края, протекающую в районе 100 км восточнее Ванкорского НГКМ. Ширина реки Большая Хета достигает 500 м в устье и 200 м в районе Ванкорского НГКМ (река Лодочная шириной около 50 м и глубиной 0,3-2,0 м не судоходна).

Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на реке Енисей (г. Игарка - 5-8 июня, г. Дудинка – 20-25 июня). Продолжительность речной навигации - 130 суток, ледостав начинается в первых числах октября.

1.2 Геологическое строение месторождения и залежей

1.2.1 Стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского НГКМ принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста [4].

Юрская система:

- Нижний отдел – J_1 . Нижний отдел юрской системы представлен (снизу вверх) зимней и левинской свитами. Зимняя свита (J_1zm) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и их переходных разностей. Толщина свиты достигает 350 м. Возраст свиты, определен по комплексу фораминифер и остракод, как геттанг-позднеплинсбахский. Левинская свита (J_1lv) согласно залегает на отложениях зимней свиты. Свита, представлена однородной толщей аргиллитов с редкими тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Толщина свиты меняется от 58 м до 270 м. Возраст пород на основании находок двустворок, фораминифер, спорово-пыльцевому комплексу датируется как средняя часть позднего плинсбаха. К глинистым отложениям левинской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт II^d ;

- Нижний – средний отделы J_1 - J_2 . Джангодская свита (J_1dj) согласно перекрывает левинскую. Нижняя часть сложена алевролитами и песчаниками. В средней части залегает однородная пачка аргиллитов, мощностью от 16 м до 47 м, которая служит региональным репером. Верхняя часть джангодской свиты, представлена алевролитами и косослоистыми песчаниками с прослоями аргиллитов и конгломератов. Толщина джангодской свиты изменяется от 88 м до 660 м. Возраст джангодской свиты конец позднего плинсбаха ранней юры – ранний аален средней юры установлен по определениям двустворок, фораминифер, белемнитов и спорово-пыльцевому комплексу. К глинистым отложениям средней подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт $II^Г$.

- Средний отдел – J_2 представлен лайдинской, вымской, леонтьевской, малышевской и точинской свитами. Лайдинская свита (J_2Id) залегает согласно на джангорской. Сложена алевропелитовыми отложениями мелководного шельфа – преимущественно аргиллитами с маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Толщина свиты изменяется от 22 м до 156 м, составляя в среднем 50 – 70 м. Возраст свиты ранний – поздний аален. Вымская свита (J_2vm) согласно перекрывает лайдинскую. Свита представлена отложениями приливно – отливной равнины – чередованием пачек песчаников, алевролитов и аргиллитов. Возраст свиты – поздний аален-ранний байос. Вскрытая толщина свиты в скважине Внк – 11 составляет 283 м. Леонтьевская свита (J_2In) согласно залегает на вымской. Свита сложена отложениями группы фаций мелководного шельфа – глинисто – алевролитовыми породами с редкими невыдержанными по мощности прослоями песчаников. Для отложений характерна разнообразная фауна фораминифер и пелеципод. Возраст свиты ранний – поздний байос. Толщина свиты в скважине Внк – 11 составляет 137 м. К кровле глинистых отложений леонтьевской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт $II^В$. Малышевская свита (J_2ml) согласно перекрывает отложения леонтьевской. Свита сложена ритмичным чередованием пачек алевролитов,

песчаников и их переходных разностей, мощность пачек от 5 м до 40 м. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 322 м.

Возраст отложений – поздний байос – поздний бат. К кровле малышевских отложений приурочен отражающий сейсмический горизонт П^б. Точинская свита (J₂tĉ) залегает согласно на породах малышевской свиты. Отложения свиты сформировались в начальный период обширной морской трансгрессии и представлены группой фаций мелководного шельфа. Свита сложена аргиллитами темно-серыми, иногда с буроватым оттенком, с редкими прослоями песчаников и алевролитов в средней части. Встречается довольно разнообразная фауна аммонитов, белемнитов, пелеципод и фораминифер. Возраст свиты поздний бат-поздний келловей. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 43 м.

- Средний – верхний отделы J₂-J₃. Сиговская свита (J₂₋₃sg) согласно перекрывает точинскую. Свита выделяется в разрезе юры своим песчано-алевритовым составом, а также широким развитием лептохлоритоглауконитовых пород. Отложения накапливались в условиях мелководного шельфа, действия штормовых волн и приливных течений. Возраст свиты поздний келловей–киммеридж. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 110 м.

- Верхний отдел юры – нижний отдел мела J₃-K₁. Яновстанская свита (J₃-K₁jan) согласно залегает на сиговской. Свита сложена преимущественно аргиллитами и алевропелитами темно-серыми с зеленоватым оттенком. Отмечаются тонкие прослои глинистых известняков и мергелей. В основании яновстанской свиты залегает пачка глубоководных глин, являющаяся стратиграфическим аналогом баженовской свиты. Свита хорошо охарактеризована многочисленными находками макро- и микрофауны по всей территории ее распространения. Возраст свиты поздний ранний киммеридж–ранний берриас. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 256 м. К глинам

в нижней части яновстанской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт П^а.

- Меловая система (нижний мел – K₁). Нижнехетская свита (K₁nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами неравномерно известковистыми. Песчаные и алеврито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, окатыши глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас – ранний валанжин. К отложениям свиты приурочены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III-IV. Толщина свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

Суходудинская свита (K₁sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки толщиной до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдиристо-глинисто-каолининовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения

намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита. Возраст свиты ранний валанжин - ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и спорово-пыльцевому комплексу. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX. Толщина свиты в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Малохетская свита (K_1mch) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты, представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты меняется от 145 м (скважина Вн-4) до 200 м (скважина СВн-4). Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты, не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании спорово-пыльцевого комплекса.

Яковлевская свита (K_1jak) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин – аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого, до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанные по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород

увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевроитовых пачек. В отложениях яковлевской свиты, обнаружены редкие находки макро и микрофауны и спорово-пыльцевой комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I, Як-II, Як-III-VII. Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн – 8).

Меловая система (нижний-верхний отделы – K_{1-2}). Долганская свита (K_{1-2dl}) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевроитистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин. Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по спорово-пыльцевому комплексу. Толщина свиты составляет 233-271 м.

Верхний отдел- K_2 представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Дорожковская свита (K_{2dr}) залегает согласно на отложениях долганской свиты. Сложена глинами, алевроитами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослои известковых песчаников и углистого алевроитового материала. Возраст пород ранний турон-поздний сеноман. Толщина свиты 104-115 м.

Насоновская свита (K_{2ns}) залегает согласно на подстилающих отложениях дорожковской свиты и сложена алевроитами, песками, глинами

приливно-отливных равнин, содержащими линзы и прослой известняков, глинистого сидерита, встречаются обломки углей. Алевриты светло-серые, участками зеленоватые, глинистые, с пятнистой и текстурой. Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые. Пески светло-серые, мелко-среднезернистые, с включениями глинисто-алевритового материала, неяснослоистые. Возраст свиты поздний турон-сантон. Толщина свиты 312-340 м.

Салпадинская свита (K_2sl) согласно залегает на породах насоновской свиты. Представлена алевритами и глинами мелководного шельфа серого и зеленовато-серого цвета с конкрециями пирита, окатанных галек кремней, осадочных и магматических пород. Алевролиты серого, светло-серого с зеленоватым оттенком цвета, слюдистые, в разной степени песчанистые или глинистые. Глины серые, темно-серые, неоднородные. Кампанский возраст определен по спорово-пыльцевому комплексу. Толщина свиты 45-64 м.

Танамская свита ($K_2 tn$) согласно залегает на салпадинской свите. Представлена песками, супесями, суглинками приливно-отливных равнин от светло-серого до почти белого цвета с прослоями глин, с линзами крупнозернистого песка, гравия, с редкой галькой и конкрециями железистых сидеритов. Возраст пород маастрихтский. Сохранившаяся мощность свиты не превышает 457 м.

Четвертичная система – Q. Континентальные отложения, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений, представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов. Толщина отложений не превышает 150 м.

1.2.2 Тектоническое строение района работ

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы.

Большехетская структурная мегатерраса представляет собой сложно построенную зону, нарушающую монотонность восточного борта

Надым–Тазовской синеклизы, имеет субмеридиональную ориентировку. Размеры (35-110) x 300 км, мегатерраса осложнена двумя валообразными поднятиями третьего порядка – Сузунским и Лодочным, а также одной незамкнутой структурой второго порядка – Русскореченским выступом. В их пределах выделены Тайкинское, Токачинское, Сузунское, Ванкорское, Лодочное и Тагульское локальные поднятия.

Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия. Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой брахиантиклинальную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3 км и ширину 8,8-14,9 км. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а северный - 20 м и 45,5 км², соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой-2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км². Северный и южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км², а северный - 25 м и 41,5 км², соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м. Данные разломы отчетливо видны на сейсмических профилях, но экранирующие свойства их до сих пор не доказаны.

Ванкорское НГКМ расположено в центральной части Большехетского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края. Промышленная продуктивность Большехетского нефтегазоносного района (НГР) в последующем подтверждена открытием Лодочного, Тагульского и Ванкорского месторождения.

1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

В гидрогеологическом отношении Ванкорское НГКМ приурочено к краевой части северо-восточной зоны Западно-Сибирского артезианского бассейна, в разрезе которого выделяются несколько водоносных комплексов. Гидрогеологические комплексы объединены в два гидрогеологических этажа. Глинистые породы дорожковской свиты рассматриваются как региональный туронский флюидоупор, разделяющий проницаемые горизонты верхнего и нижнего гидрогеологических этажей, мощность которой в пределах месторождения составляет 150 м.

В нижнем гидрогеологическом этаже выделяют три водоносных комплекса:

- юрский;
- неокомский;
- апт-альб-сеноманский.

Для Ванкорского НГКМ характерно сложное изменение минерализации с глубиной. Пласты апт-альб-сеноманского комплекса содержат воды преимущественно хлоридно-кальциевого типа по В.А. Сулину, а верхнего мела и неокомского комплекса – гидрокарбонатно-натриевого типа.

Юрский комплекс. В пределах Большехетского НГР отложения юрского водоносного комплекса развиты повсеместно. Региональным водоупором юрского водоносного комплекса являются глины яновстанской свиты верхней юры.

На Ванкорском НГКМ вскрытая мощность отложений комплекса составляет 1151 м. Минерализация изменяется в пределах 5,8-9,2 г/л. Содержание микрокомпонентов Тазовская, Южно-Соленинская:

- йода - 3,48 - 6,1 мг/л;
- брома- 6,46 -10,26 мг/л;
- бора- 3 - 22,61 мг/л.

Неокомский комплекс. На Ванкорском НГКМ максимальная вскрытая мощность отложений неокомского комплекса составляет 1194 м (Вн-11). Минерализация вод изменяется в пределах 6,5-12,4 г/л. В составе воды содержится йод - 3,17-12,7 мг/л и бром - 16,6-170,2 мг/л. Глинистые отложения в подошвенной части яковлевской свиты разделяют апт-альб-сеноманский и неокомский гидрогеологические комплексы.

Апт-альб-сеноманский комплекс включает отложения долганской и яковлевской свит. Воды комплекса в основном хлоридного натриевого состава, с минерализацией 9,3-13,7 г/л. По классификации В.А. Сулина все они относятся к хлориднокальциевому гидрохимическому типу. В водах содержится бром 10-58,5 мг/л и йод - 12,7 мг/л.

Верхний гидрогеологический этаж образован двумя гидрогеологическими комплексами. Его гидрогеологические условия в большей степени предопределяются наличием в районе мощной толщи многолетнемерзлых

пород (ММП), исключивших из водообмена значительную часть подземных вод.

Первый гидрогеологический комплекс составляют отложения дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит позднемелового возраста.

Второй гидрогеологический комплекс представлен терригенными песчано - алевритистыми и глинистыми отложениями четвертичного возраста мощностью до 93 м.

Район Ванкорского НГКМ расположен в зоне сплошного распространения слоя многолетнемерзлых пород, подошва которого отбивается на глубине 450-480 м.

На рассматриваемой территории выделяются надмерзлотные воды, воды сквозных таликов, межмерзлотные (внутримерзлотные) воды и подмерзлотные воды.

Надмерзлотные воды. Этот класс подземных вод включает в себя воды сезонно-талого слоя (СТС) и воды надмерзлотных (несквозных) таликов. Нижним водоупором этих вод является толща многолетнемерзлых пород.

В среднем мощность СТС изменяется от 0,5-1,0 м до 2-4 м. Химический состав СТС близок к составу поверхностных вод и атмосферных остатков: это воды ультрапресные, гидрокарбонатные или сульфатно-гидрокарбонатные, магниевые или кальциевые. Их минерализация изменяется в пределах от 0,05 до 0,2-0,4 г/л.

Воды надмерзлотных (несквозных) таликов гораздо менее распространены. Эти воды, как правило, относятся к гидрокарбонатному кальциевому, магниевому или натриевому типам.

Воды пресные, их минерализация составляет 0,1-1,0 г/л. Водоносные комплексы надмерзлотных таликов не имеют существенного значения для водоснабжения, но иногда используются для временного водоснабжения небольших объектов.

Воды сквозных таликов приурочены к долинам крупных водотоков и котловинам наиболее крупных озер, а также к зонам отдельных тектонических нарушений.

Как правило, эти воды гидрокарбонатные, кальциевые или магниевые, пресные с минерализацией до 1 г/л.

Данный водоносный комплекс является основным потенциальным источником вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в силу их высокой водообильности и качества подземных вод.

Подмерзлотные воды, залегающие ниже подошвы многолетнемерзлых пород, характеризуется повсеместным распространением и включает в себя ряд водоносных комплексов, характеризующихся единством условий питания, фильтрации и разгрузки, но приуроченным к различным водовмещающим породам с соответствующими значениями коэффициента фильтрации и имеющих различный химический состав и минерализацию.

По классификации В.А. Сулина воды, в основном, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Минерализация вод изменяется в пределах 3,7-3,9 г/л.

Содержание натрия изменяется в пределах 1,32-1,4 г/л, хлора - 1,68-1,79 г/л, гидрокарбонат-иона 0,61-0,64 г/л. Плотность воды из насоновской свиты составляет в среднем 1,002 г/см³.

Геокриологические условия. Территория Ванкорского НГКМ входит в Таз-Хетско-Енисейскую геокриологическую область Северной зоны континентального региона и характеризуется мощной толщей ММП.

Подошва (ММП) по замерам в поисковых скважинах отбивается на глубине 450-550 м. Среднегодовая температура мерзлых пород, на подошве слоя годовых колебаний, от -1,5⁰С до -2,5⁰С.

Во всех отрицательных формах рельефа, в которых зимой накапливается мощный снежный покров, наблюдаются таликовые участки. При этом большая часть таликов относятся к инфильтрационному типу. Мощность их, как

правило, не превышает 2-6 м. Многолетнемерзлые породы относятся к группе специфических грунтов. В естественных условиях они обладают высокими прочностными свойствами.

1.3 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Ванкорское НГКМ расположено в Большехетском нефтегазоносном районе Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края. Ванкорское НГКМ является многопластовым.

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

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная. ГВК принят на абсолютной глубине – 976 м. Площадь газоносности составляет 208,7 км², средняя общая толщина пласта 44,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах варьируется от 3,4 м. до 38,5 м, составляя в среднем 12,2 м.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами. Залежь северного купола - нефтегазовая. Сложена алевропесчаниками и алевролитами. Залежь южного купола – газовая, пластовая, ограничена зонами глинизации. Общая площадь нефтегазоносности залежи составляет 30,9 км², средняя толщина пласта 12 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,1 м до 10,5 м, составляя в среднем 2,3 м. Эффективная

газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,6 м до 9,6 м, составляя в среднем по залежи 3,8 м.

Залежь пласта Як-II согласно данным ГИС нефтегазовая, пластовая, сводовая, продуктивна только в южной части месторождения, в северной части месторождения пласт Як-II, по данным бурения эксплуатационных скважин, глинизируется.

Площадь нефтегазоносности 72,5 км², средняя общая толщина залежи 6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 м до 7,4 м, составляя в среднем 3,8 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 7,7 м, в среднем 2,6 м. В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Для пласта Як-III-VII ВНК определен в интервале от -1657,4 (скв.702) до -1632,1 м (скв. 116). Площадь залежи 274,9 км², общая толщина в среднем 94 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м до 45 м, составляя в среднем 17,3 м. Минимальная эффективная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м.

Скважины, пробуренные в 2011-2012 году, свидетельствуют об усложнении геологического строения пласта Як-III-VII в северной части месторождения. Наблюдается более высокая расчлененность, по сравнению с ожидаемой и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

Для северной части месторождения характерно появление в прикровельной части пласта слаборадиоактивной пачки алеврито-глинистых пород. Пачка, по данным исследований керна, представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов неясно-, косо-, горизонтально слоистых, с тонкими (0,1-0,2 м) прослоями нефтенасыщенного песчаника и имеет пойменное происхождение.

Ввиду площадного распространения данная пачка может служить репером, отделяющим пласты Як-IV и Як-III. Пласт Як-III на северном куполе месторождения представляет собой изолированную от нижележащих отложений песчаную нефтенасыщенную линзу, выше принятого ГНК по пласту Як-III-VII (согласно данным испытаний МДТ в скважине 164, а также в результате испытания скв. 540 из интервала перфорации а.о. -1591-1596,8 м.). Залежь Як-III нефтяная, сводовая, литологически экранированная, площадь залежи составляет 43,3 км², высота залежи 12 м, нефтенасыщенные толщины по данным ГИС изменяются от 0,2 м до 10,2 м, средневзвешенная толщина по залежи составляет 3 м.

Литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского НГКМ представлен на рисунке 4.

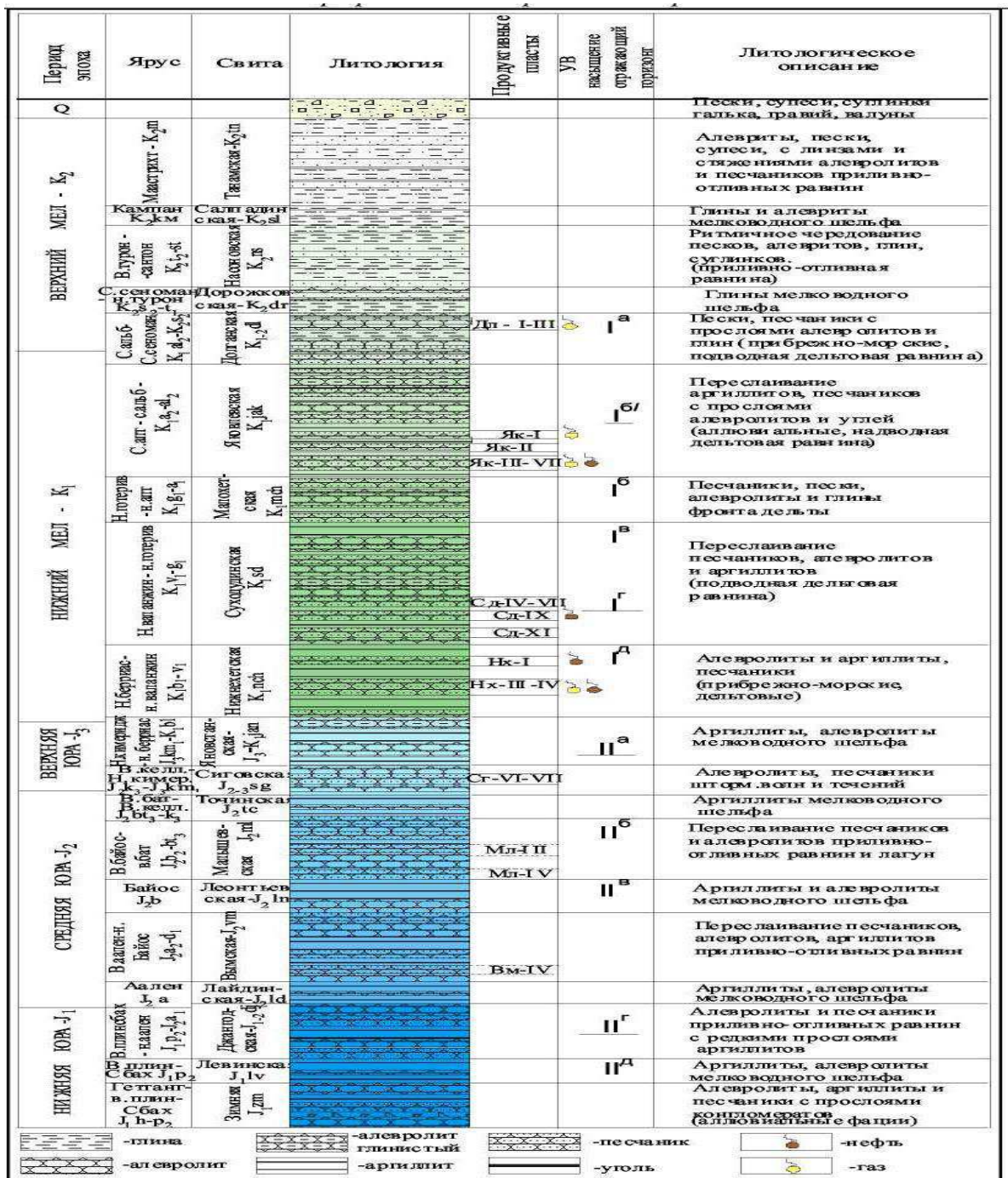


Рисунок 4 - Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского НКМ

Таким образом, геологическое строение северной части основного объекта разработки Як-III-VII имеет существенно более сложный характер, чем ожидалось. Северный купол сложен более выраженными русловыми отложениями (меандрирующих рек) и включает обширные зоны глинизации, локальные песчаные линзы, характеризуется высокой расчлененностью.

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая. ВНК принят на абсолютной глубине – 2378,8 м. Площадь залежи составляет 17,9 км², средняя толщина пласта – 36 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 5,3 м.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК изменяется от -2672,2 до -2646,0 м. Площадь нефтегазоносности 329,45 км², средняя общая толщина пласта 54,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 18,5 м, составляя в среднем 7,3 м. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (замещения) пласта в северо-восточной части месторождения, в районе скважины СВн – 2.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Абсолютная отметка положения ГНК не изменилась и составляет -2716 м. Для пласта Нх-III-IV ВНК в скважинах определен в интервале от -2766,27 (скв. 9N) до -2748,2 м (скв. 154) с общим наклоном в юго-восточном направлении. Площадь нефтегазоносности 290,3 км², общая толщина пласта 72,83 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,25 м до 37,25 м со средним значением по залежи 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 м до 41,6 м со средним значением по залежи 13,9 м. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора).

1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов на Ванкорском НГКМ основана на результатах микрофаунистического и рентгеноструктурного анализов кернового материала, в части определения пористости и проницаемости при атмосферном и эффективном давлениях,

объемной и минералогической плотностей, гранулометрического состава пород и карбонатности, проводимых в рамках программы доразведки и исследовательских работ в процессе эксплуатационного бурения для изучения изменчивости свойств основных продуктивных пластов.

В процессе проведения поисково-разведочных работ произведено снятие кривых капиллярного давления методами центрифугирования и полупроницаемой мембраны (в результате чего дана оценка остаточной водонасыщенности, а также эффективных пористости и проницаемости), измерение электрических свойств пород (в т.ч. определены значения параметра пористости и параметра насыщения в атмосферных условиях), получены данные, характеризующие упругие свойства горных пород и сжимаемость пор, а также удельное электрическое сопротивление пород в пластовых условиях.

Проходка с отбором керна составила 6007,5 м, длина поднятого на поверхность керна - 5176,8 м. Вынос керна по Ванкорскому НГКМ составил в среднем 86,2 % от проходки и 5,1 % от общей глубины скважин. Всего на Ванкорском НГКМ был отобран керн из 20 поисково-разведочных и 12 эксплуатационных скважин. Наибольший объем керна (46,4 %) отобран из 28 скважин нижнехетской свиты, менее всего (3,6%) отобрано керна из 6 скважин суходудинской свиты [6, 7, 8, 9].

Коллектор продуктивного пласта Нх-І нижнехетской свиты охарактеризован керном:

- в 20 скважинах среднее значение пористости 19 % по 403 определениям;
- среднее значение проницаемости 30,17 мД по 393 определениям в 21 скважине;
- среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части 49 % по 167 определениям из 15 скважин.
- Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов изучались по следующим направлениям:

- характеристики вытеснения нефти водой;
- характеристики вытеснения нефти газом.

Лабораторные исследования вытеснения нефти проводились по керновому материалу пластов Ванкорского НГКМ по 471 образцу, отобранному из 14 скважин.

На 41 образце керна материала, отобранном из 5 скважин, проведены исследования по нахождению коэффициента вытеснения нефти водой, по результатам которых определены:

- зависимость проницаемости от пористости пласта $K_x - 1$ (рисунок 5);

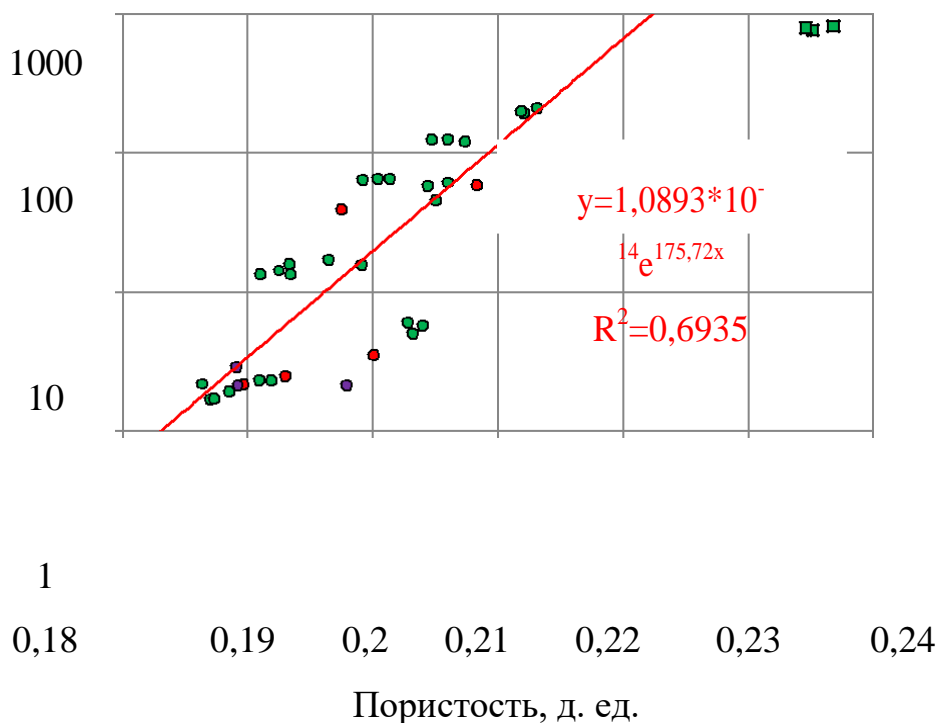


Рисунок 5 - Зависимость проницаемости от пористости пласта $K_x - 1$

– зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости пласта
Нх – 1 (рисунок 6);

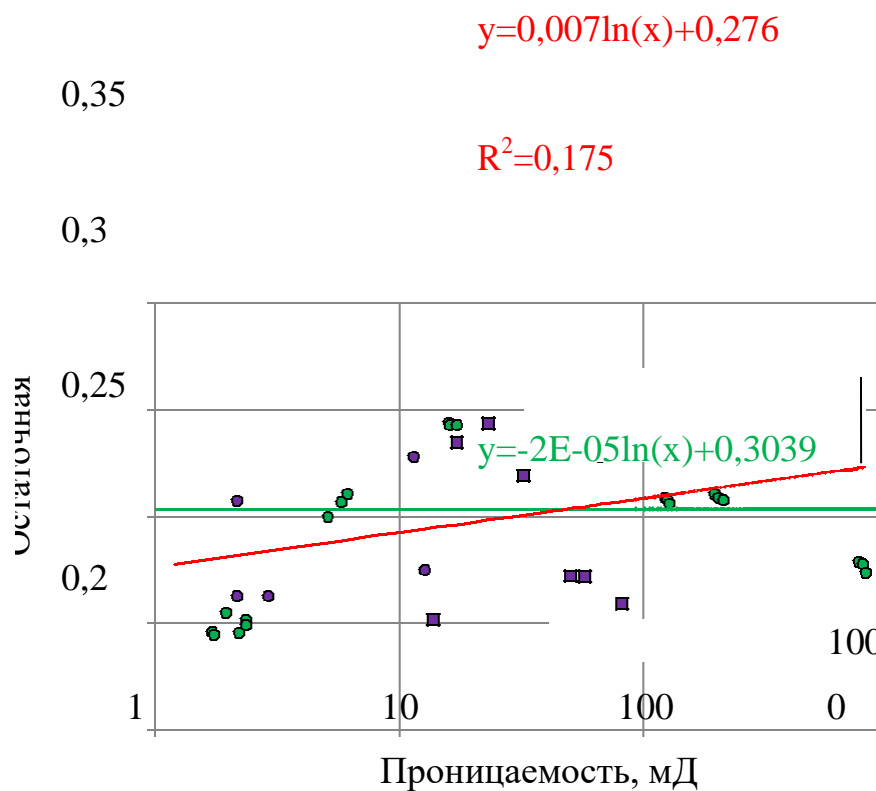


Рисунок 6 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости
пласта Нх-1

- зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости пласта Нх-1 (рисунок 7).

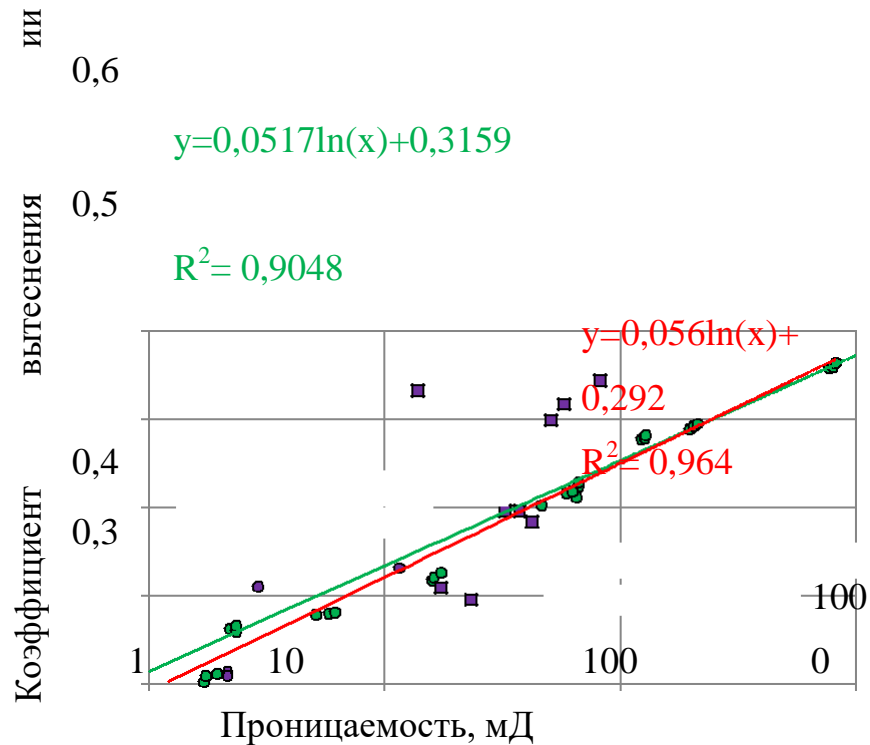


Рисунок 7 - Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости пласта Нх-1

- На основе результатов проведенных исследований определено, что:
- с увеличением проницаемости породы от 1,71 до 812,61 мД, характеристики вытеснения нефти пластовой водой улучшаются
 - коэффициенты вытеснения нефти увеличиваются в пределах от 0,301 до 0,665 д. ед., а остаточные нефтенасыщенности уменьшаются с 0,3443 до 0,245 д. ед;
 - с увеличением проницаемости породы от 13,53 до 62,05 мД характеристики вытеснения нефти газом улучшаются - коэффициенты вытеснения нефти увеличиваются в пределах от 0,234 до 0,318 д.ед.

Средние значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов при вытеснении нефти водой и газом отражены в таблице 1.

Таблица 1 - Средние значения ФЕС коллекторов при вытеснении нефти водой и газом

	Проницаемость, мД	Коэффициент остаточной водонасыщенности, доли ед.	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
При вытеснении нефти водой	30,17	0,345	0,304	0,507
При вытеснении нефти газом	30,17	0,470	0,297	30,17

1.6 Физико-химические свойства нефти и газа

Физико-химические свойства нефти и газа Ванкорского НГКМ определены на основании результатов исследований свойств пластовых флюидов, проведенных лабораториями ОАО «ТомскНИПИнефть», ПАО НК «Роснефть» - НТЦ, ИЦ Красноярскгеология, ЦЛ «ВостСибНИИГГиМСа», Schlumberger в соответствии с ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

В рамках проводимых исследований, посредством проведения однократной (стандартной) сепарации глубинной пробы пластовой нефти, определено газосодержание при стандартных условиях (20оС, 1 атм), с последующим определением компонентного состава и физико-химических свойств с использованием выделившегося при сепарации газа и разгазированной нефти.

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефти, а также растворенного газа, определялся методом газожидкостной хроматографии.

Физико-химические характеристики дегазированной нефти и компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти пласта Нх-1 Ванкорского НГКМ отражены в таблице 2 и таблице 3.

Таблица 2 - Физико-химические характеристики дегазированной нефти пласта Нх-1 Ванкорского НГКМ

Наименование параметра	Количество исследований		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Молярная масса, г/моль	1	1	213,5	213,5
Температура застывания, °С	8	9	- 4; - 6	3,1
Массовое содержание, %				
серы	11	13	0,1 – 0,4	0,1
смола силикагелевых	11	13	6,9 – 12,7	5,0
асфальтенов	9	10	0,1 – 0,7	0,8
парафинов	11	13	0,1 – 5,7	4,4
воды	8	8	0,4 – 51,9	10,2
мехпримесей	8	9	0,01 – 0,6	0,1
Содержание микрокомпонентов				
ванадий	-	-	-	-
никель	-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С	11	12	49,5 – 67	59,3
Температура начала кипения, °С	9	11	45 – 89	73.8.9

Окончание таблицы

1	2	3	4	5
Фракционный состав	4	5	2 – 7	4
(объемное содержание	7	8	9 – 17	12
выкипающих), %	9	10	18 – 29	21
до 100 °С	7	9	26 – 36	32,5
до 150 °С	9	11	38 – 51	44,5
до 200 °С				
до 250 °С				
до 300 °С				

Таблица 3 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти пласта Нх-1 Ванкорского НГКМ

Параметр	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация, %					
- сероводород	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
- двуокись углерода					
- азот + редкие, в т.ч. гелий	0,68	-	0,28	-	0,37
- метан	90,05	0,24	83,9	0,27	50,42
- этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
- пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
- изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
- нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
- изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80
- нормальный пентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
- гексаны С6+	1,45	95,71	1,21	93,88	43,0
Молярная масса, г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					
- газа, кг/м ³	0,90		0,84		
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,70		
- нефти, кг/м ³		828,1		823,0	693,1

Сведения об изученности пласта Нх – 1 Ванкорского НГКМ и его геолого – физическая характеристика отражены в таблице 4 и таблице 5.

Таблица 4 - Сведения об изученности пласта Нх – 1 Ванкорского НГКМ

Пласт	Нефть						Газ				Вода				Конденсат			
	глуб.		устьева я /сепари р.		товарны е свойства		глуб/сепар. из нефти/вод ы		устье вая		глуб.		усть евая		усть евая		ГКИ	
	п р о б	с к в	пр об	с к в	пр об	скв	пр об	скв	пр об	с к в	п р о б	с к в	п р о б	с к в	п р о б	с к в	п р о б	с к в
Нх-1	1 8	8	33	1 6	4	4	15	9	18	8			1 7	5	-	-	-	-

Таблица 5 - Геолого–физическая характеристика пласта Нх-1 Ванкорского НГКМ

Параметры по пласту Нх-1	Значение
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	- 2670
Тип коллектора	терригенный, поровый
Площадь нефтегазоносности (F), тыс.м ²	329 455,0
Средняя общая толщина, м	54,9
Средняя газонасыщенная толщина, м	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (h), м	7,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,0
Коэффициент пористости (m), доли ед.	0,2
Коэффициент нефтенасыщенности пласта (K _н), доли ед.	0,49
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	30,17
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,71
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,6
Начальная пластовая температура, °С	59,0
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	25,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с	0,57
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,693
Плотность нефти в поверхностных условиях (δ _{пов}), т/м ³	0,823
Объемный коэффициент нефти (β), доли ед.	1,422
Содержание серы в нефти, %	0,1
Содержание парафина в нефти, %	4,4
Давление насыщения нефти газом, МПа	25,4
Газосодержание, м ³ /т	202,3
Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.	0,436
Коэффициент охвата, доли ед.	0,851
Коэффициент извлечения нефти (K _{изв}), доли ед.	0,371

Газ пласта Нх-І охарактеризован 18 устьевыми пробами газа, а также 15 пробами газа, растворенного в нефти. Газ полужирный, содержание метана составило 83,9%, плотность газа – 0,851 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,707) [5, 10].

Согласно результатам анализа 18 глубинных проб нефти давление насыщения в среднем составило 18,4 мПа. Газосодержание нефти в среднем равно 166 м³/м³ (202,3 м³/т) (дифференциальное разгазирование), объемный коэффициент составил в среднем 1,422 (дифференциальное разгазирование). Плотность нефти в пластовых условиях в среднем – 693 кг/м³, в стандартных условиях – 823 кг/м³. Вязкость нефти в пластовых условиях в среднем – 0,57 мПа·с, в стандартных условиях в среднем – 8,66 мПа·с.

По своим свойствам товарная нефть относится к типу лёгких (плотность сепарированной нефти составила 842 кг/м³), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,1%), по содержанию парафинов – к парафинистым (4,4% в среднем), по суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к смолистым (5,8%: асфальтенов– 0,8%, силикагелевых смол – 5%). Температура начала кипения нефти +73,8⁰С, застывания +3,1⁰С. Потенциальное содержание фракций выкипающих до 100⁰С - 4%, 150⁰С – 12%, 200⁰С – 21%, 250⁰С – 32,5%, 300⁰С – 44,5%.

Свойства пластовой воды охарактеризованы 17 пробами, согласно которым по степени минерализации она относится к солоноватой. Минерализация в среднем составила 14,8 г/дм³. Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1008 кг/м³. Плотность воды в пластовых условиях 991,5 кг/м³. Вязкость воды в пластовых условиях составила 0,57 мПа·с. Генетическая классификация пластовых вод по В.А. Сулину позволяет отнести их к водам хлоридно-кальциевого типа.

1.7 Запасы нефти

Ванкорское НГКМ является многопластовым, в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Пласт Нх-1 представлен преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми, а также песчаниками (прибрежно-морские, дельтовые). Залежь пласта Нх-1 нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК изменяется от -2672,2 до -2646,0 м. Площадь нефтегазоносности 329,45 км², эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 7,3 м. Значение пористости принято равным 20 %. Проницаемость 0,3017мкм². Значения объемов балансовых и остаточных запасов нефти и газа отражены в таблице 6.

Таблица 6 - Начальные и остаточные запасы нефти и газа пласта Нх-1 Ванкорского НГКМ

Запасы нефти, тыс. т.				Запасы газа, млн. м ³			
начальные		остаточные		начальные		остаточные	
Бал.	Изв.	Бал.	Изв.	Бал.	Изв.	Бал.	Изв.
136 409,0	50 608,0	133 302,0	47 500,0	27 596,0	10 238,0	26 967,0	9 609,0

На Ванкорском НГКМ принята кустовая схема размещения скважин. На всех объектах разработки возможно фонтанирование скважин, при этом потенциал фонтанирования скважин определяется региональным распределением газового фактора и обводненностью пластов. На участках скважин с высоким газовым фактором потенциал фонтанирования достаточно высок. При этом рабочий диапазон забойных давлений при естественном режиме фонтанирования значительно выше величин, принятых при обосновании темпов отбора нефти, что приводит к невыполнению проектных показателей разработки.

По товарной характеристике нефть, добываемая на Ванкорском НГКМ, легкая, малосернистая, парафинистая, смолистая, с высоким выходом легких

фракций (до 44,5% до 300 °С). Запасы углеводородов Ванкорского НГКМ, числящиеся на Государственном балансе, отражены в таблице 7.

Таблица 7 - Запасы углеводородов Ванкорского НГКМ

Углеводороды	Количество по категориям	
	BC1	C2
Нефть (геологическая/извлекаемая), тыс.т.	1 081 416/469 210	53 967/23 944
Растворенный газ, млн.м ³	-/55 311	-/2 115
Конденсат, тыс.т	9 356/6 801	
Газ газовой шапки, млн.м ³	65 296/-	4 758/-
Свободный газ, млн.м ³	47 191/-	423/-

Первым проектным документом на разработку месторождения является «Технико-экономическое обоснование разработки Ванкорского месторождения на условиях СРП», составленное в 1999 году СП «Енисейнефть», после него в 2006 году специалистами ОАО «НК «Роснефть», Корпорацией «Шлюмберже Лоджелко Инк» и Компанией «ПетроАльянс Сервисиз Компани Лимитед» подготовлена и защищена «Технологическая схема разработки Ванкорского месторождения», а в 2008 году специалистами Компании «ПетроАльянс Сервисиз Компани Лимитед» выполнено «Дополнение к технологической схеме разработки».

Подсчет запасов Ванкорского НГКМ был выполнен и защищен в 2008 году. В Технологической схеме выделено три объекта разработки:

- Як-II-VII (газонефтяная залежь);
- Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь);
- Нх-I (нефтяная залежь).

В 2011 году принят действующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-КрасноярскНИПИ-нефть». В 2012 году принят корректирующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Согласно принятому проектному документу основными проектными решениями являются:

- выделение семи эксплуатационных объектов;
- разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления;
- газовых объектов на естественном режиме;
- максимальные проектные уровни: добычи нефти - 25170 тыс.т. (2016г.), добычи газового конденсата - 348 тыс.т. (2013г.), добычи жидкости - 60906 тыс.т. (2036г.), закачки воды - 64036 тыс.м³ (2018г.), закачки газа - 2500 млн.м³ (2013г.), добычи свободного газа - 2666 млн.м³ (2018г.), добычи газа из газовых шапок - 4235 млн.м³ (2016г.), добычи растворённого газа - 2725 млн.м³ (2016г.), использование растворённого газа - не менее 95% (2014г.);

- системы размещения скважин: объект СД-IX (радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м), объект Нх-I (однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м), объект Як-III-VII (блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000м, по северной части предполагается уплотнение до 700м при длине ствола 700м), объект Нх-III-IV (однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м), объект Дл-I-III (избирательная схема размещения скважин с длиной ствола 300м), объект Як-I, Як-II (избирательная схема размещения скважин, за счет перевода скважин с нижележащего объекта Як-III-VII);

- общий фонд скважин – 586, в т.ч. добывающих - 311 (все горизонтальные), нагнетательных - 161 (из них горизонтальных – 51), газовых – 22, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10.

Накопленная добыча нефти – 481718 тыс.т. Достижение КИН по месторождению по категории ВС₁ – 0,436. На Ванкорском НГКМ пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, 125

нагнетательных скважин, 72 водозаборных. Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом.

2 Анализ текущего состояния разработки ванкорского месторождения

2.1 Характеристика текущего состояния разработки Ванкорского НГКМ

В проектом документе выделено восемь эксплуатационных объектов: два нефтяных: S-9 и N-1, газонефтяной Y-3-7, нефтегазоконденсатный N-3-4; два газовых: D-1-3 и Y-1 (газовая шапка), две нефтегазовых залежи Y-2 и Y-1 (нефтегазовая залежь) [1, 2].

В настоящее время в разработке из 8 выделенных объектов находятся 5 объектов: Y-3-7, N-1, N-3-4, S-9 и D-1-3.

Согласно ДТСП 2013 года установлены следующие системы размещения скважин для разрабатываемых залежей:

- объект S-9 – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м;

- объект N-1 – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м;

- объект Y-3-7 – блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части залежи уплотненная до 700 м при длине ствола 700 м. Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения;

- объект D-1-3 – избирательная схема размещения скважин с длиной ствола 300 м.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 92%.

По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском НГКМ в фонде нефтяных скважин находится 400 скважин, из них 380 действующих, бездействующих 5, наблюдательных 14, 1 ликвидированная. Из 380 скважин действующего добывающего фонда 25 работают фонтаном, 355 оборудованы ЭЦН.

Из 385 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты приходится: 241 скважина на объект Y-3-7, 91 скважина на N-3-4, 51 скважина – на N-1.

В нагнетательном фонде 174 скважины, из них 128 действующих (68 – Y-3-7, 34–N-3-4, 26 – N-1), наблюдательных 1, в отработке на нефть 45.

В газовом фонде 22 скважины, приходящиеся на пласт – D-1-3, из них 21 действующая, 1 наблюдательная. Также на этом пласте размещены 76 водозаборных скважин. По состоянию на 01.01.2019 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составил 91 924 тыс.т (или 18,6 % от начальных извлекаемых запасов), жидкости – 133 601 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовых шапок – 15 314 млн.м³, свободного газа – 2 410 млн.м³. Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.081. Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2019 г. составила 104 723 тыс.м³. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 42,8%.

Максимальный уровень добычи нефти, в целом по месторождению, был достигнут в 2018 году. За 2018 год добыча нефти составила 21 517 тыс.т, жидкости – 40 851 тыс.т, конденсата – 490 тыс.т, свободного газа 768 млн.м³, газа газовых шапок – 4 773 млн.м³ (таблица 7).

Из общего объема добытой за 2018 год нефти – 11.7 % (2507,6 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 88.3 % (19008 тыс. т) – за счет ЭЦН, в том числе из нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть – 2244.7 тыс.т нефти (таблица 8). Среднегодовой дебит нефти – 174,4 т/сут, жидкости – 331,1 т/сут (при обводненности продукции – 47 %).

Таблица 7 - Сопоставление проектных и фактических технологических показателей добычи нефти Ванкорского НГКМ за 2015 - 2018 гг.

№ П/П	Показатели	Ед. из м	2015 год		2016 год		2017 год		2018 год	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Добыча нефти всего, в т.ч.	ты с.т	14529	14855,6	17602	18073,2	21173	21127	21186	21516,5
1.1	из переходящих скважин	ты с.т	11278	11459,5	14968	15486,9	17724	18152,8	17683	18900,1
1.2	из новых скважин	ты с.т	3250	3396,1	2634	2586,3	3413	2974	4003	2592,4
1.3	добыча нефти механизированным способом	ты с.т	10593	10026,8	12758	13112,5	15457	16534,4	15736	19008,9
2	Ввод новых добывающих скважин,	шт.	67	72	82	77	94	102	85	85
2.1	из эксплуатационного бурения	шт.	67	57	81	61	94	99	84	83
2.2	из разведочного бурения	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	переводом из других категорий	шт.	0	0	0	0	0	0	0	1
2.4	переводом с других объектов	шт.	0	0	1	0	0	0	1	1
3	Ввод боковых стволов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Средний дебит новой скважины по нефти	т/с ут	260,8	267,4	211	212,5	189	179	234	164,2
5	Среднее число дней работы новой скважины	дн и	186	176	152	158	250	163	241	188
6	Средняя глубина новой скважины	м	4200	4200	3900	3900	3506	3506	3555	3555
7	Эксплуатационное бурение всего, в т.ч.	ты с.м	282	239	320	238	330	347	302	295
7.1	добывающие скважины	ты с.м	65	39	14	38	30	47	02	95
7.2	вспомогательные и специальные скважины	ты с.м	17		6		0		0	

Продолжение таблицы 7

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни	350	278	3506	274	329	268	329	285
9	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс. т	8352	7416,3	6116	5272,4	5375	4387,8	4472	5207,8
10	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс. т	8012	7614,9	11278	11459,5	15487	15486,9	17724	18152,8
11	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс. т	16364	15031,2	17395	16731,8	20862	19874,7	22196	23360,6
12	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс. т	11278	11145,9,5	114968	115486,9	117724	118152,8	117683	118900,1
13	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс. т	-5085	-3571,7	-2427	-1244,9	-3138	-1721,9	-4513	-4460,5
14	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-31	-23,8	-14	-7,4	-15	-8,7	-20	-19,1
15	Мощность новых скважин	тыс. т	6116	7026	6046	5972,3	5838	6672,7	6546	5093,1
16	Выбытие добывающих скважин, в т.ч	шт.	7	9	7	7	4	0	3	6
16.1	под закачку	шт.	27	18	36	16	24	20	23	16
17	Фонд добывающих скважин на конец года, в т.ч.	шт.	165	177	210	237	326	319	372	385
17.1	нагнетательных в отработке на нефть	шт.	21	37	12	42	43	45	39	45
18	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	шт.	157	177	200	237	310	318	372	385
19	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.		53		6	3	16	7	99
20	Фонд механизированных скважин	шт.	117	122	150	178	101	275	110	360
21	Ввод нагнетательных скважин	шт.	32	18	38	23	33	34	29	26

Продолжение таблицы 7

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	Выбытие нагнетательных скважин	шт.	0	0	0	0	0	1	0	1
23	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	60	48	98	71	110	102	131	128
24	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	57	46	94	69	102	102	131	128
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/с ут.	297	331,7	303	342,4	315	350	355	331, 1
26	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/с ут.	06,1	48,8	18,5	62,08	72	377,8	04	48,7
27	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/с ут.	265, 1	279,8	223, 5	249,4	257	215,6	395	211, 66
28	Средний дебит действующих скважин по нефти, в т.ч.	т/с ут.	260, 3	288,4	259, 7	259,0 9	195	218,8 4	165	174, 4
29	переходящих	т/с ут.	260, 2	295,3	261, 6	268,9 4	163	227,0 6	135	175, 8
30	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	12,3	13,1	16,3	24,3	38	37,5	54	47,3
31	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	15	15,3	17,9	25,7	40	39,9	56	49,6
32	Средняя обводненность продукции новых скважин	%	1,6	4,4	5,7	14,8	26	16,9	41	22,4
33	Добыча жидкости всего, в т.ч.	ты с.т	1657 3	17088 ,6	2101 8	23886 ,6	3423 9	33784 ,8	4671 6	4085 1,2
34	из переходящих скважин	ты с.т	1326 9	13535	1822 4	20850 ,8	2950 7	30206 ,8	3991 1	3748 4,3
35	из новых скважин	ты с.т	3304	3553, 7	2794	3035, 8	4635	3578	6745	3342 ,5

Окончание таблицы 7

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	добыча жидкости механизированным способом	тыс. т	12027	12026 ,6	15155	18533 ,4	1291	28 69 9,6	1372	3814 1,9
37	Добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	34563	35079	55581	58965 ,1	9356 0	92 75 0	1402 41	1336 01
38	Добыча нефти с начала разработки	тыс. т	30880	31207	48482	49280	7041 8	70 40 7	9210 5	9192 4
39	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.	0,028	0,096	0,044	0,151	0,06 2	0,2 13	0,08 1	0,27 8
40	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	6,4	23,6	10,1	37,1	14	52, 3	19	68,2
41	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов			1,2	,7	3,6		5,7		6
42	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	3,1	12,5	3,9	16,2	5	20, 2	5	22,1
43	Закачка рабочего агента	тыс. м ³	14556	14889	22187	23428	2980 9	28 42 6	3827 3	3239 6
44	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс. м ³	20140	20473	42327	43901	7371 0	72 32 8	1119 83	1047 24
45	Компенсация отбора текущая	%	40	95,1	81	97,2	52	82, 3	66	70,8
46	Компенсация отбора с начала разработки	%	29	27	49	139,1	43	16 1,4	52	192, 1
47	Добыча растворенного газа	млн. м ³	1698	1808, 6	2033	2191, 3	2404	24 81, 9	2484	2657 ,5
48	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн. м ³	3477	3587, 9	5510	5779, 3	8183	82 61, 2	1066 7	1091 8,7
49	Использование растворенного газа	млн. м ³	45,6	40,8	1186, 9	56,6	1754 ,9	18 2,8	2360	5015
50	Использование растворенного газа	%	1	1	22	1	71	3	95	64

Динамика основных показателей разработки, как месторождения в целом, так и отдельных пластов, характеризуются положительным ростом, при этом стоит отметить достаточно высокий уровень обводненности. Месторождение находится на третьей стадии разработки.

Таблица 8 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	У-3-7	Н-3-4	Н-1	Д-1-3	С-9	Ns	Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Пробурено	230	82	41	0	2	0	355
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Всего, в т.ч.	244	102	52	0	2	0	400
	Действующие, дающие нефть, из них;	237	90	51	0	2	0	380
	фонтанные	2	22	1	0	0	0	25
	ЭЦП	235	68	50	0	2	0	355
	ШГН	0	0	0	0	0	0	0
	газлифт:	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин	- безкомпрессорный	0	0	0	0	0	0	0
	- внутрискважинный	0	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	4	1	0	0	0	0	5
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	2	11	1	0	0	0	14
	Переведены под закачку	1	1	0	0	0	0	2
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	1	0	0	0	0	0	1

Окончание таблицы 8

Фонд нагнетательных скважин	1	2	3	4	5	6	7	8
	Пробурено	81	54	37	0	0	0	172
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего, в т.ч.	82	55	37	0	0	0	174
	Под закачкой	68	34	26	0	0	0	128
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	1	0	0	0	0	1
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Всего, в т.ч.	0	0	0	22	0	0	22
	Действующие	0	0	0	21	0	0	21
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	0	1
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин	Пробурено	0	0	0	54	0	22	76

Таким образом, разработка Ванкорского НГКМ характеризуется значительными осложнениями.

Несмотря на то, что в целом фактические темпы добычи превышают проектные, текущий потенциал месторождения практически исчерпан ввиду сверхпланового роста обводнения пласта У-3-7, сложного геологического строения его северной части, а также интенсивного снижения пластового давления на нижнехетских пластах.

Анализ динамики основных показателей показал, что любое его отклонение от проектной величины объясняется геологическими особенностями объектов разработки, а именно их строением и фильтрационно-емкостными свойствами, которые уточнялись в процессе получения эксплуатационных данных по месторождению, а также проведения гидродинамических исследований скважин.

2.2 Анализ пластового и забойного давлений на Ванкорском НГКМ

Накопленная добыча нефти на Ванкорском НГКМ составляет 49 280 тыс.т или 3,7 % от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский ЛУ). Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,046, текущая обводненность - 24,3 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой - 34 % [3, 4].

Из общего объема накопленной добычи нефти получено:

- за счет фонтанного способа эксплуатации 15038 тыс. т или 31 %;

- за счет ЭЦН - 34242 тыс. т или 69 %, в т.ч. из нагнетательных скважин находящихся в отработке на нефть - 7625 тыс.т нефти.

Анализ соотношения проектных и фактических основных технологических показателей разработки в динамике за ряд лет представлено на рисунке 8.

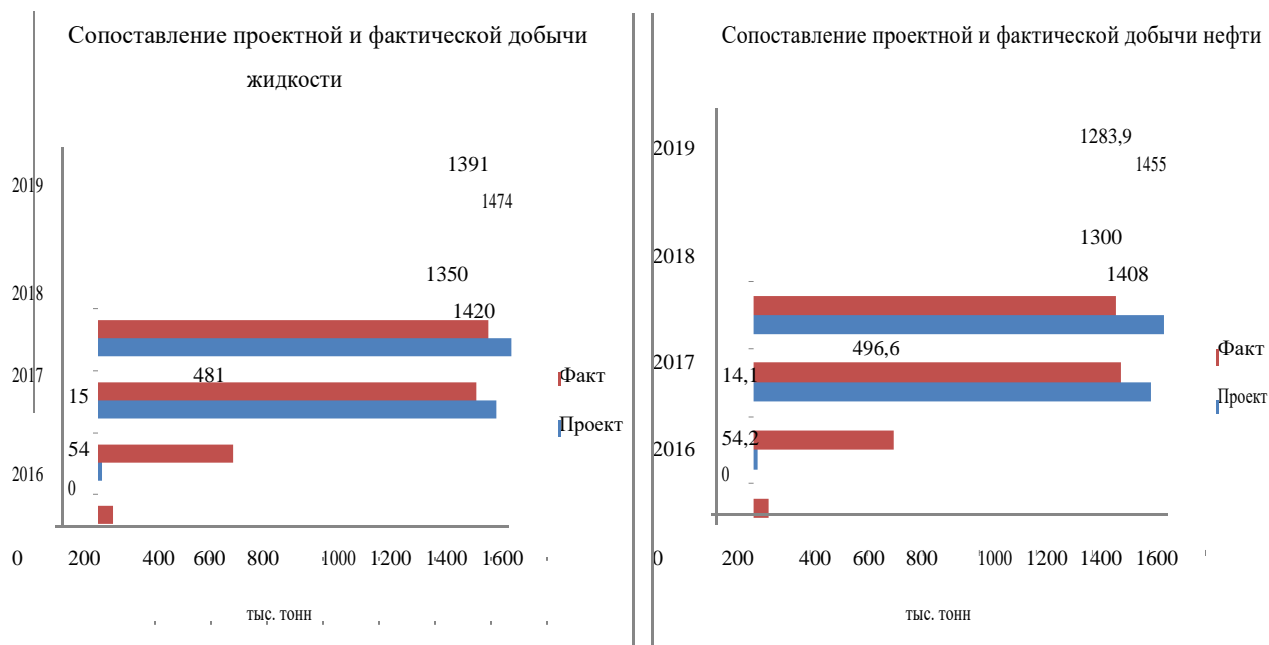


Рисунок 8 - Сопоставление проектных и фактических показателей добычи нефти и жидкости

Значения проектных и фактических показателей по анализируемому пласту Нх-1 за 2019 год представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Анализ проектных и фактических показателей за 2019 год

Показатели	Пласт Нх-1		
	проект	факт	отклонение от проекта, %
Годовая добыча нефти, тыс. т	1455,0	1283,9	-11,8
Годовая добыча жидкости, тыс. т	1474,0	1390,9	-5,6
Накопленная добыча нефти, тыс.т	3279,0	3107,7	-5,2
Добыча нефти по пласту от общей добычи, %	6,7	6,3	
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3429,0	3275,5	-4,5
Добычи жидкости по пласту от общей добычи, %	6,2	5,6	
Годовая закачка воды, тыс. м ³	1327,0	1086,3	-18,1
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	1630,0	1306,6	-19,8
Обводненность годовая, %	1,30	8,3	538,5
Средний дебит нефти, т/сут	107,5	114,0	6,0
Средний дебит жидкости, т/сут	108,9	123,5	13,4
Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	247,0	235,1	-4,8
Годовая компенсация отбора закачкой, %	52,0	47,4	-8,8
С начала разработки, %	28,0	24,7	-11,7
Действующий фонд добывающих скважин	31	38	22,6
Действующий фонд нагнетательных скважин	24	17	-29,2
Добыча газа, млн.м ³	294,0	474,1	61,3
Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	813,0	993,6	22,2

Анализ сопоставления фактических показателей разработки пласта Нх-1 Ванкорского НГКМ показателям действующего проектного документа за 2019 год приведен в таблице 10.

Таблица 10 - Основные показатели разработки пласта Нх-1

Показатели разработки	Действующий ПТД на 2019 год	Факт за 2019 год
1	2	3
3Проектный документ/срок действия	ДТСП 2012 от 15.11.2012 (не ограничен)	
Режим разработки	Водонапорный	
Система разработки	рядная	
КИН проектный/текущий, д.ед	0,371 /0,046	0,371 /0,024
Текущий отбор от НИЗ АВС1, %	8,0	6,5
Накопленная добыча нефти, млн.т	3,4	3,1
Накопленная добыча конденсата, млн.т	-	-
Добыча нефти за 2012г., млн. т/год	1,5	1,3
Добыча жидкости за 2012г., млн. т	1,5	1,7
Добыча газа за 2012г., млн. м3	284	474
Закачка воды за 2012г., млн. м3	1,3	1,1
Компенсация (накопл. / текущая), %	42/85	25/47
Пластовое давление в разбуренной зоне, атм	240	204
Забойное давление (фон/мех), атм	164 / 164	110 / 127
Средний дебит нефти, т/сут	107,5	112,9
Средний дебит жидкости, т/сут	108,9	122,3
Средняя обводненность, %	1,3	7,7
Фонд скважин (доб./нагн.), шт	32/25	38 /17
Соотношение фонда (доб./нагн.), д.ед	1,3	2.2
Доля механизированного фонда, %	72	95
Доля действ.фонда с ГРП, %	7	7
Среднегод. дебит нефти по ВНС 2012г., т/сут	156,7	151,5
Типы заканчивания скважин	Щелевой фильтр	
Типы скважин	Горизонтальные	
Способы эксплуатации	ЭЦН, ФОН	

На Ванкорском НГКМ в зоне отбора (южная часть залежи), начиная с 2011 года наблюдается падение пластового давления с 228 атм (2011 год) до 203 атм (2019 год) при начальном – 258 атм. Забойное давление также ниже проектного по причине низких фильтрационных свойств залежи и интенсивного снижения пластового давления в зоне отбора (рисунок 9).

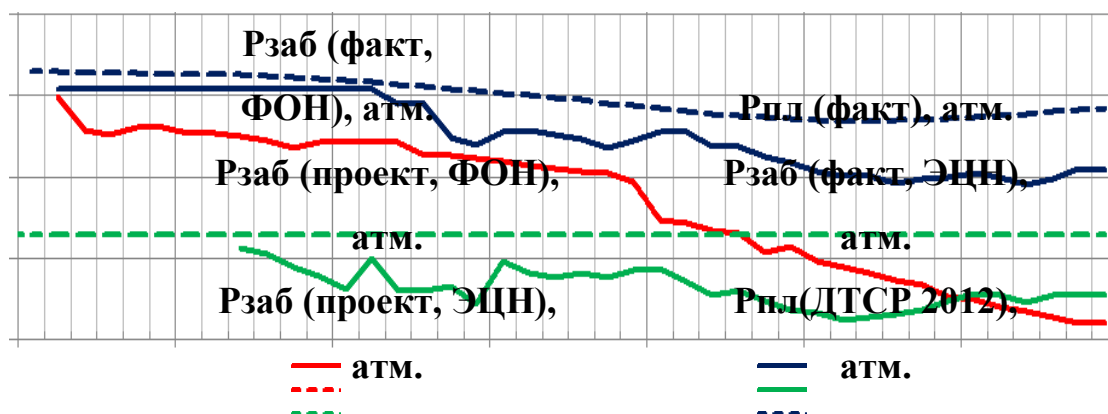


Рисунок 9 - Динамика пластового и забойного давлений по годам

Согласно «Дополнению к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения 2012 года, доля механизированного фонда пласта Нх – 1 в 2018 и 2019 годах должна составлять 72,0 %. В то время, как по факту, данная доля составила 92,0 % и 88,0 % соответственно.

При этом, всего лишь две скважины работают фонтанным способом, что обусловлено довольно низкими фильтрационно – емкостными свойствами этого пласта. Отсутствие газовой шапки дало возможность опустить забойное давление ниже проектной величины и, тем самым, увеличить депрессию и выйти на утвержденные дебиты нефти.

Однако несформированная система ППД в южной части залежи привела к интенсивному снижению пластового давления в зоне отбора. Единственным нерешенным вопросом является завышенный газовый фактор (ГФ) на скважинах, работающих фонтаном, что вряд ли можно объяснить падением пластового давления и соответствующим выделением свободного газа и нефти.

Таким образом, залежь пласта Нх – 1 нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. В восточной части залежь ограничена зоной глинизации, шириной около пяти км. Запасы нефти более чем в два раза ниже запасов пласта Нх – III – IV и составляют 12,0 % геологических запасов Ванкорского НГКМ.

Уровень компенсации добычи по объектам разработки составляет менее 100,0 %, что обусловлено превышением проектных уровней добычи пластового флюида. Фактический объем закачки соответствует проектному уровню. Программа исследований для контроля над энергетическим состоянием осуществляется в полном объеме, обеспечивающим ведение оптимальной разработки месторождения. По пласту Нх – 1 отмечается значительное снижение пластового давления (таблица 11).

Таблица 11 - Динамика забойного давления, дебита и обводненности за 2018 – 2019 годы по пласту Нх – 1 Ванкорского НГКМ

Показатели	Годы	Объекты разработки	Проектные значения	Фактические значения
Забойное давление (ФОН, ЭЦН), атм.		Нх - 1	164/164	156/125
Дебит, т/сут	2018	Нх - 1	149	155
	2019	Нх - 1	107	115
Обводненность, %	2018	Нх - 1	0,9	6,1
	2019	Нх - 1	1,3	9,0

С учетом имеющихся фактических показателей, возможно предположение о недостижении планируемых уровней добычи углеводородного сырья.

2.3 Методы увеличения нефтеотдачи для применения на Ванкорском месторождении

Все методы искусственного воздействия на залежь, в зависимости от целевого назначения делятся на две группы (рисунок 10) [11,12].



Рисунок 10 - Группы методов воздействия на залежь

На основании результатов анализа эффективности применения методов воздействия на залежи различных месторождений, проведенного комплекса лабораторных исследований по испытанию различных композиций реагентов, а также данных, опубликованных в научно - технической литературе, возможно выделить критерии применимости методов воздействия для геолого - физических параметров продуктивных пластов Ванкорского НГКМ.

Результаты проведенных работ по применению методов воздействия на залежи Ванкорского НГКМ показали, что их технологическая эффективность в основном определяется особенностями геолого-физического строения продуктивных горизонтов и состоянием их разработки.

Основными объектами разработки на Ванкорском НГКМ являются газонефтяная залежь Як-III-VII, нефтегазоконденсатная залежь Нх-III- IV и нефтяная залежь Нх-I.

Основными особенностями данных объектов, определяющими выбор метода воздействия, являются:

- высокая неоднородность коллекторов;
- низкие коэффициенты начальной нефтенасыщенности пластов;
- высокая газонасыщенность пластовой нефти;
- наличие газовых шапок и подошвенной воды;
- высокая глинистость пластов;
- повышенная вязкость нефти газонефтяной залежи Як-III-VII;
- низкие значения эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости (нефтяная залежь Нх-I);
- наличие «суперколлектора» (нефтегазоконденсатная залежь Нх-III-IV);
- применение закачки воды для ППД.

Выбор предлагаемого к внедрению метода воздействия проведен в три этапа, где:

- на первом этапе осуществлен выбор методов воздействия с учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов и существующих для каждого метода критериев его эффективного применения;
- на втором этапе осуществлен выбор базовых технологий;
- на третьем этапе осуществлен окончательный выбор конкретных технологий воздействия, композиций и составов.

В рамках условий залежей Ванкорского НГКМ, с учетом реальной возможности обеспечения необходимыми химическими реагентами и оборудованием на разрабатываемом месторождении, рассмотрена возможность применения таких методов воздействия, как:

- гидродинамические (заводнение);
- физико-химические (закачка водных растворов ПАВ, полимера, щелочи);
- газовые (закачка углеводородного газа, диоксида углерода, водогазовое воздействие);
- тепловые (закачка пара, горячей воды);
- микробиологические (активизация пластовой микрофлоры, меласное заводнение).

Гидродинамический метод воздействия (заводнение) является самым распространенным методом воздействия, где в качестве рабочего агента используется вода, имеющая вытесняющую способность, широкую доступность и дешевизну.

Существуют различные способы поддержания пластового давления закачкой воды:

- по периферии залежи - законтурное заводнение;
- в нефтенасыщенную часть залежи - приконтурное и внутриконтурное заводнение (разрезание месторождения линейными или нелинейными рядами нагнетательных скважин);
- блочная система заводнения;
- избирательное заводнение (очаговое заводнение).

Законтурное заводнение представляет собой технологический процесс ППД, при котором воду нагнетают в пласты через нагнетательные скважины, расположенные за внешним контуром нефтеносности. Эксплуатационные скважины находятся внутри контура нефтеносности (рисунок 11).

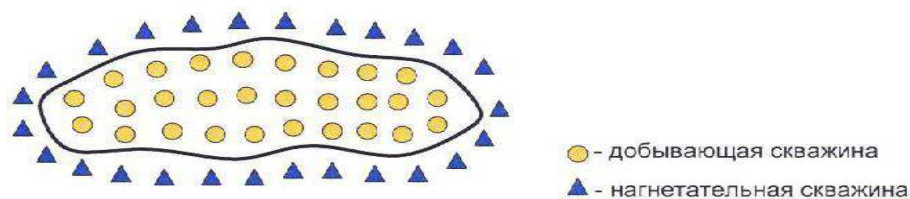


Рисунок 11 - Законтурное заводнение

Данное расположение позволяет равномерно воздействовать на внешний контур нефтеносности, предотвращать и минимизировать условия образования языков обводнения и прорывы закачиваемой воды в добывающих скважинах. Нагнетательную скважину бурят в виде ряда, расположенного на определенном расстоянии (не более 800 м) от внешнего контура нефтеносности, расстояние от ряда нагнетательных до первого ряда добывающих – 1,5-2,0 км.

В качестве условий применения законтурного заводнения выступают:

- хорошая гидродинамическая связь нефтенасыщенной области с областью искусственного питания (ряд нагнетательных скважин);
- пласт однородный;
- наличие значительных запасов нефти;
- пластовое давление больше давления насыщения;
- отсутствие газовой шапки;
- отсутствие тектонических нарушений (сбросов, выбросов и др.);
- небольшие по размерам залежи нефти.

Недостатки законтурного заводнения характеризуются:

- невысоким КПД процесса;
- повышенным расходом воды за счет оттока ее в область питания;
- вероятностью образования языков и конусов обводнения, обусловленная неоднородностью строения пластов.

Приконтурное заводнение представляет собой процесс, при котором нагнетательные скважины располагают в водонефтяной части пласта внутри внешнего контура нефтеносности.

Данное заводнение применяется вместо законтурного при плохой гидродинамической связи нефтеносной и водонасыщенной частей пласта. При большой площади водоплавающей части залежи, возможно использование одновременно законтурного и приконтурного заводнения.

В указанных системах ППД заводнение действует на 2-3 ближайших ряда эксплуатационных скважин.

Существует 2 самостоятельные зоны разработки: водо-нефтяная (между внешним и внутренним контуром нефтеносности) и чисто нефтяная (в пределах внутреннего контура нефтеносности) (рисунок 12).

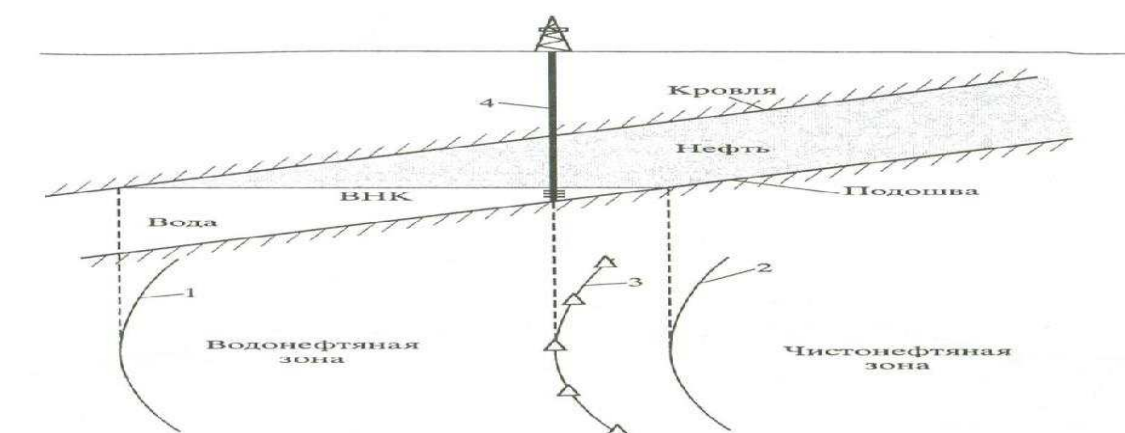


Рисунок 12 - Самостоятельные зоны разработки

В качестве условий применения приконтурного заводнения выступают:

- низкая гидродинамическая связь нефтенасыщенной части залежи с областью питания, в том числе и при тектонических нарушениях области питания (сбросы, выбросы);
- большие расстояния между внешним и внутренним контуром нефтенасыщенности;
- малые размеры залежи.

Достоинства приконтурного заводнения характеризуются приближением искусственного контура питания к внутреннему контуру нефтеносности (и ряду добывающих скважин) интенсифицирующим выработку запасов за счет

снижения сопротивления фильтрации.

Недостатки приконтурного заводнения характеризуются возрастанием опасности образования языков и конусов обводнения, а также закачкой воды не только в водонасыщенную, но и в нефтенасыщенную часть залежи.

Внутриконтурное заводнение представляет собой процесс, при котором интенсификация добычи осуществляется разрезанием залежи рядами нагнетательных скважин на несколько отдельных площадей. Нагнетательные скважины бурят в зонах с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

При внутриконтурном заводнении различаются следующие виды систем разработки:

- осевое (продольное) заводнение, где в пределах залежей могут наблюдаться случаи, когда количественные свойства закономерно ухудшаются от сводовых участков к периферийным частям. Нагнетательные скважины располагаются вдоль оси структуры, а добывающие скважины - рядами параллельно нагнетательным скважинам. Расстояния между линией нагнетания и первым рядом добывающих скважин принимаются равными расстоянию между рядами добывающих скважин (рисунок 13);
- кольцевое заводнение, рекомендуемое для залежей, которые характеризуются изменением литолого - физических и фильтрационных свойств в определенном направлении от сводовой к периклинальным частям структуры. Залежи обычно характеризуются изометрической, овальной формой. Для ППД в средней части залежи нагнетательной скважины располагают по кольцу, а в законтурной области - параллельно внешнему контуру нефтеносности, в результате чего образуются две неравные площади: меньшая – в центральной части площади и большая – между двумя рядами нагнетательных скважин (рисунок 14);

- блочное заводнение – целесообразно на крупных, слабо изученных неоконтуренных месторождениях (пробурены только разведочные скважины). До окончания доразведки и оконтуривания месторождения, оно разрезается на отдельные блоки. Каждый блок может иметь систему добывающих скважин в виде 3-5 рядов между двумя рядами нагнетательными скважинами. При полном изучении месторождения и его оконтуривании ранее введенные в разработку блоки объединяются в общую единую систему разработки месторождений. Таким образом, реализуется поэтапная выработка запасов месторождения;
- избирательное заводнение – для разработки сильно неоднородных объектов при хорошо изученном геологическом строении (на поздних этапах разработки дополнительная система к основной системе заводнения). Нагнетательные скважины бурятся с учетом детального изучения геологических особенностей участка, а также взаимосвязей между имеющимися на участке скважинами. Нагнетательные скважины располагаются в соответствии с естественной неоднородностью коллектора (водоснабжение нагнетательных скважин осложнено и более дорогостояще);
- очаговое заводнение - повышает эффективность выработки запасов из отдельных линз, связанных с неоднородностью геологического строения, и из застойных зон. В качестве нагнетательной скважины используют одну из добывающих, которая дренирует хорошо проницаемый объем и имеет хорошую гидродинамическую связь с окружающими добывающими скважинами. Для увеличения коэффициента охвата пласта может быть пробурена специальная нагнетательная скважина (одна или несколько). При достаточной изученности месторождения очаговое заводнение может применяться в качестве самостоятельного метода воздействия и регулирования выработки запасов.

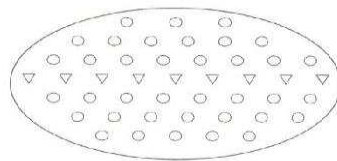


Рисунок 13 - Осевое заводнение

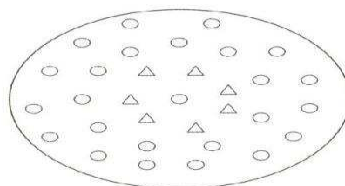


Рисунок 14 - Кольцевое заводнение

Кроме того, перспективы в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти и повышении нефтеотдачи пластов связаны с физико-химическими методами воздействия на прискважинную зону пласта разными составами. Наиболее распространенными из них являются обработки кислотными составами, растворами поверхностно – активными веществами (ПАВ), углеводородными растворами.

Применение кислотных методов интенсификации добычи нефти целесообразно при небольшой обводненности продукции скважин. С увеличением обводненности применяются кислотные составы с ПАВ, растворы ПАВ и их различные композиции.

Физико-химические методы воздействия на прискважинную зону пласта включают в себя:

- нагнетание водных растворов ПАВ;
- нагнетание водного раствора полимера;
- нагнетание водных растворов щелочи.

Сущность метода заводнения с применением дозированной закачки больших объемов растворов ПАВ низкой концентрации (0,05 – 0,1 %) заключается в повышении вытесняющих свойств закачиваемой воды за счет снижения межфазного натяжения между водой и нефтью.

Результаты исследований по доотмыву остаточной нефти из заводненных пластов, проводимые проектными институтами, указывают на то, что применение водных растворов ПАВ при данных концентрациях способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти на 2-3 %, снижению поверхностного натяжения между водой и нефтью от 35-45 до 7-7,8 мН/м, снижению набухаемости глин в 1,1-2 раза, повышению работающей толщины пласта на 10-42 %, повышению фазовой проницаемости нефти на 40-80 %, уменьшению солеобразования в пласте при несовместимости вод. При этом, принимая во внимание высокую адсорбцию и низкие потенциальные возможности малоцентрированных растворов ПАВ, результаты испытаний не достигли удовлетворительных показателей [13, 14].

Полимерное заводнение (нагнетание водного раствора полимера) применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокими показателями вязкости нефти и соотношения коэффициентов подвижности нефти и воды, а также умеренной неоднородности. Метод полимерного заводнения не используется для разработки залежей нефти с газовыми шапками, трещинным коллектором, высокой проницаемостью и активным напором подошвенных вод. В пластах с глинистостью более 5-10% при нагнетании водных растворов полимера в присутствии глины может происходить взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем. Кроме того, глинистые минералы за счет значительной площади поверхности горной породы вызывают значительные потери полимера. Полиакриламид (ПАА) легко и сильно адсорбируется в присутствии глинистых минералов.

При нагнетании водных растворов щелочи, основными механизмами вытеснения являются:

- снижение межфазного натяжения;
- эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии);
- изменение смачиваемости пород.

При этом, наряду с положительным действием щелочи на фильтрационные характеристики нефтенасыщенного пласта, присутствуют также факторы, снижающие эффективность их действия за счет образования малорастворимых осадков (соли кальция и магния), а также за счет интенсивного поглощения щелочей набухающими глинистыми минералами, входящими в состав цемента породы – коллектора, чем обусловлено уменьшение проницаемости пористой среды. При закачке в продуктивный пласт растворов щелочей (NaOH, NaCO₃) при смешении с жесткими пластовыми водами могут образовываться осадки - Ca(OH)₂, Mg(OH)₂, CaCO₃, MgCO₃.

Технологическая схема процесса нагнетания газа в нефтяную залежь с целью увеличения нефтеотдачи по своему принципу аналогична схеме при заводнении залежи. В качестве рабочего агента выступает газ либо воздух, который нагнетается через ряд инъекционных (нагнетательных) скважин и оттесняет остаточную нефть к окружающим добывающим скважинам. Разница в вязкостях нагнетаемого рабочего агента и нефти в пластовых условиях может быть весьма значительна. При этом возможны прорывы газа через нефтенасыщенные части залежи к добывающим скважинам даже малой газонасыщенности породы. При большой мощности залежи наблюдается преимущественное движение газа по верхним частям залежи, а с учетом неоднородности строения залежи это ведет к прорывам газа и к обходному его движению без вытеснения нефти. При этом удельные расходы рабочего агента могут быть больше, чем при заводнении.

Нагнетание в залежь естественного газа компенсирует потери газовой энергии за предшествующий период эксплуатации залежи.

Целесообразно осуществление сбора всего добытого газа на поверхности, его отбензинивания и нагнетания в залежь сухого газа, который бы там вновь обогащался продуктами испарения пластовой нефти.

При этом, применение естественного газа в качестве рабочего агента часто вызывает трудности, связанные с его недостаточным количеством на промыслах. В связи с чем, в ряде случаев естественный газ по возможности заменяется воздухом, который из-за низкой растворимости в нефти оказывает более эффективное выталкивающее действие на нее, чем сухой газ.

Вместе с тем, использование воздуха влечет и отрицательные последствия:

- при длительном соприкосновении нефти с воздухом, нефть окисляется, возрастает ее удельный вес и вязкость, образуются смолы в пласте, которые закупоривают отдельные поровые каналы залежи;
- смешение воздуха с пластовым газом ведет к уменьшению его калорийности и ухудшению условий переработки газа;
- при выпуске газовой продукции скважин в атмосферу (при затруднении переработки газа в связи с сильным его загрязнением воздухом) происходит потеря ценнейших бензиновых фракций;
- улавливание газовой продукции для ее сжатия, отбензинивания и последующего нагнетания в залежь, сопряжено с опасностью получения взрывчатых смесей;
- взаимодействие воздуха с пластовой водой приводит к выпадению некоторых солей (особенно железистых) в виде осадка в пласте;
- воздействие кислорода нагнетаемого воздуха на металлические части оборудования, при наличии соленой воды и сероводорода вызывает усиленную коррозию оборудования и приводит к преждевременному его выводу из строя;

– наличие воздуха в продукции добывающих скважин способствует образованию более стойких эмульсий.

Таким образом, эффективность применения газовых методов воздействия, несомненно, зависит от степени изученности эксплуатационного объекта и тщательности наблюдения за протеканием процесса [15, 16, 17, 18].

Механизм вытеснения нефти нагнетанием двуокиси углерода (CO_2) имеет ряд особенностей, зависящих от смешивающегося и несмешивающегося процессов вытеснения. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Учитывая наличие в пласте трехфазной фильтрации, характеризуемой повышенным фильтрационным сопротивлением, коэффициент охвата пласта воздействием выше при полном смешивании. Основная причина малой эффективности диоксида углерода, как вытесняющего агента при несмешивающемся вытеснении, заключается в его малой вязкости (в 10-15 раз ниже вязкости воды), обуславливающей быстрые прорывы по крупнопористым и высокопроницаемым слоям (зонам) в добывающие скважины и резкое снижение дебитов нефти, а также охвата пластов вытеснением.

Основные проблемы при использовании метода CO_2 обусловлены наличием источников получения CO_2 вблизи от расположения месторождения, его транспортировкой, коррозионной активностью, а также отделением CO_2 от нефти и его регенерацией для последующей закачки. Кроме того, при закачке CO_2 в пласт, инициируется выпадение в осадок асфальто-смолистых веществ из нефти, в связи с чем, происходит снижение проницаемости пород и осложнение извлечения нефти из пласта.

Технология закачки углеводородного газа предназначена для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями.

Как показали теоретические исследования и промысловая практика, совместная закачка газа и воды (метод водогазового воздействия ВГВ) в целом

повышает общую эффективность вытеснения нефти, относительно отдельного применения заводнения либо закачки газа.

Нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. При оптимальном применении, возможно увеличение нефтеотдачи пластов в сравнении с обычным заводнением порядка на 7-15 %.

При этом, в качестве главного условия оптимальности процесса водогазового воздействия на пласт, выступает обеспечение равномерного распределения нагнетаемого газа по заводняемому объему залежи, иными словами, одновременного прорыва газа и воды в добывающие скважины.

Эффективность водогазового воздействия на пласт с увеличением неоднородности повышается. Вместе с тем, содержание газа в закачиваемой смеси должно уменьшаться.

В сильно неоднородных пластах следует осуществлять регулирование процесса посредством применения пен, полимеров, изолирования высокопроницаемых слоев.

Наряду с перечисленными методами воздействия, имеют место быть тепловые методы воздействия, микробиологические методы воздействия, методы поддержания пластового давления скважин посредством виброударного или акустического воздействия поля закачкой воды.

Метод поддержания пластового давления скважин виброударным или акустическим воздействием обеспечивает снижение энергетических потерь в системе поддержания пластового давления.

Сущность изобретения заключается в способе включения подачи силовыми насосами по водоводу в нагнетательные скважины расчетного объема воды.

2.4 Анализ методов воздействия, применимым для залежей Ванкорского НГКМ

Для определения сопоставимости показателей, характерных для залежей Ванкорского НГКМ, критериям методов воздействия, проведен ряд расчетов средних значений геолого – физических параметров залежей.

Начальное пластовое давление, под которым находятся жидкости и газы в пластах, приближенно определяется по формуле:

$$P_{пл} = \frac{L}{100}, \quad (1)$$

где: L – глубина точки пласта, м.

Учитывая глубину залегания пластов Ванкорского НГКМ:

- Як-II-VII (газонефтяная залежь) – 1671 м;

- Нх-I (нефтяная залежь) – 2550 м;

- Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь) – 2750 м,

начальное пластовое давление составляет 16,7 мПа, 25,5 мПа, 27,8 мПа соответственно.

С учетом результатов исследований глубинных проб в лабораторных условиях, с помощью аналитической формулы, определена плотность пластовой нефти:

$$\rho_{пл} = \rho_{нст} * (1,05 - 0,345 * \ln \rho_{гсг}) * R_{г} \quad (2)$$

где: $\rho_{нст}$ – плотность разгазированной нефти в стандартных условиях, кг/м³;

$\rho_{гсг}$ – плотность газа стандартного разгазирования газонасыщенной нефти, кг/м³;

$R_{г}$ – газонасыщенность, м³/м³.

Плотность пластовой нефти по залежам составила:

- Як-II-VII (газонефтяная залежь) – 850 кг/м³;

- Нх-I (нефтяная залежь) – 693 кг/м³;

- Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь) – 688 кг/м³.

С учетом экспериментальных данных, полученных в результате использования вискозиметра высокого давления, по применяемой формуле, определена вязкость нефти залежей Ванкорского НГКМ:

$$\mu = t (\rho_{ш} - \rho_{ж}) * k \quad (3)$$

где: t – время падения шарика, с;

$\rho_{ш}$ и $\rho_{ж}$ – плотность шарика и жидкости, кг/м³;

k – постоянная вискозиметра.

Вязкостью пластовой нефти:

- Як-II-VII (газонефтяная залежь) – 8,7 мПа*с;

- Нх-I (нефтяная залежь) – 0,6 мПа*с;

- Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь) – 0,5 мПа*с.

С учетом данных гранулометрического анализа, на основании формулы, рассчитана глинистость осадочных горных пород:

$$C_{\text{гл}} = \frac{m_{<0.0i}}{m_{\text{ев}}} \quad (4)$$

где: $C_{\text{гл}}$ – массовая глинистость, %;

$m_{\text{ев}}$ – масса сухой навески анализируемого порошка – твердой фазы минерального скелета;

$m_{<0.0i}$ – масса фракции.

Глинистость осадочных пород:

- Як-II-VII (газонефтяная залежь) – 15 %;
- Нх-I (нефтяная залежь) – 21,3 %;
- Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь) – 17,4 %

С учетом значений объемов сообщающихся пор в породах и объемов пород, по формуле определен коэффициент пористости:

$$m = (m_1 * f_1 + m_2 * f_2 + \dots + m_n * f_n) / (f_1 + f_2 + \dots + f_n) \quad (5)$$

где: m_1, m_2, \dots, m_n – пористость на каждом отдельном участке;

f_1, f_2, \dots, f_n – площади каждого отдельного участка с одинаковой пористостью, м².

Коэффициент пористости:

- Як-II-VII (газонефтяная залежь) – 0,27 д.ед;
- Нх-I (нефтяная залежь) – 0,2 д.ед.;
- Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь) – 0,2 д.ед.

С учетом значений коэффициентов водонасыщенности, по формуле определены коэффициенты нефтенасыщенности пород:

$$\beta = 1 - K_v / 100 \quad (6)$$

где: β – коэффициент нефтенасыщенности;

$K_v / 100$ – коэффициент водонасыщенности.

Коэффициент нефтенасыщенности:

- Як-II-VII (газонефтяная залежь) – 0,61 д.ед;

- Нх-I (нефтяная залежь) – 0,47 д.ед.;

- Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь) – 0,54 д.ед.

Анализ методов воздействия по критериям применимости для залежей Ванкорского НГКМ отражен в приложении 1.

Учитывая высокую глинистость пластов, содержание парафинов, большую эффективную нефтенасыщенную толщину залежей и наличие газовой шапки на Ванкорском НГКМ, являющихся факторами, ограничивающими применение метода нагнетания водных растворов ПАВ, данный метод неприменим в условиях Ванкорского НГКМ.

Учитывая условия Ванкорского НГКМ, применение полимерного заводнения на залежах месторождения не рекомендуется.

Принимая во внимание высокие значения жесткости и глинистости для данной технологии, можно предположить, что при нагнетании щелочи в залежи Ванкорского НГКМ будет происходить образование малорастворимых осадков, что вызовет уменьшение проницаемости и пористости, а также снижение вытесняющей способности раствора. Данные явления окажут отрицательное влияние на эффективность метода нагнетания водных растворов щелочи. В связи с чем, применение метода нагнетания щелочи относительно залежей Ванкорского НГКМ нецелесообразно.

В связи с присутствием в нефти Ванкорского НГКМ значительного содержания асфальто-смолистых веществ и отсутствием источников CO_2 , применение данного метода нагнетания CO_2 на месторождении не рекомендуется.

Относительно глубины пластов Нх-I и Нх-III-IV Ванкорского НГКМ, давление нагнетания превышает минимальное давление смешиваемости, определенное результатами лабораторных исследований (25,5 МПа), в связи с чем, технология закачки углеводородного газа соответствует по всем критериям применимости для геолого-физических характеристик данных залежей. Таким образом, процесс вытеснения посредством закачки углеводородного газа будет характеризоваться высокой эффективностью.

Принимая во внимание, что Ванкорское НГКМ обладает значительными ресурсами газа, для увеличения нефтеотдачи в рамках реализации мероприятий по оптимизации режимов эксплуатации скважин, целесообразно рассмотрение использования на месторождении метода водогазового воздействия.

В свою очередь, низкая вязкость пластовой нефти, большие глубины залегания залежей на Ванкорском НГКМ, исключают целесообразность применения тепловых методов воздействия на месторождении. Также, начальная стадия разработки месторождения, большие глубины залегания залежей и пластовые давления исключают целесообразность применения на Ванкорском НГКМ микробиологических методов воздействия.

Таким образом, анализ методов воздействия по критериям применимости указывает на то, что для залежей Ванкорского НГКМ соответствуют заводнение, нагнетание углеводородного газа и водогазовое воздействие.

Согласно Технологической схеме разработки Ванкорского НГКМ, основным видом воздействия на залежи месторождения является заводнение.

При этом, из-за малой нефтенасыщенной толщины, низкого коэффициента песчаности и отсутствия массивной газовой шапки пласта Нх-I не рекомендуется нагнетание углеводородного газа в по вертикальной технологии в головную часть данной залежи.

Непосредственно для пласта Нх-I и Нх-III-IV Ванкорского НГКМ рекомендуется газовое воздействие по горизонтальной технологии. Для снижения минимального давления смешиваемости и увеличения эффективности вытеснения рекомендуется закачка оторочки углеводородного растворителя (ШФЛУ) или обогащенного газа с продавкой сухим газом. К применению рекомендуется компрессорная технология. Для обоснования применения газового воздействия по горизонтальной технологии на пласты и выполнения технологических расчетов необходимы дополнительные лабораторные исследования по определению:

- минимального давления смешиваемости нефти пластов и сухого газа, обогащенного газа, ШФЛУ;
- вытеснения нефти водой, сухим газом, обогащенным газом и ШФЛУ в режимах смешивающегося и несмешивающегося вытеснения на керне пласта.

Из имеющихся технологий ВГВ для Ванкорского НГКМ оптимальными являются насосно-эжекторная система и закачка оторочки воды, содержащей пенообразующие нефтеводорастворимые агенты (ПНВРА), через барьерные скважины.

Водогазовое воздействие по насосно-эжекторной технологии может быть эффективно внедрено на залежах Ванкорского НГКМ, в связи с тем, что вытеснение нефти углеводородным газом и водой будет частично смешивающееся либо смешивающееся.

Применение водогазового воздействия на залежи Ванкорского НГКМ на начальных стадиях разработки будет гораздо эффективнее использования ВГВ на заключительных стадиях.

Однако, для обоснования применения водогазового воздействия на пласты Ванкорского НГКМ по насосно-эжекторной технологии и выполнения технологических расчетов необходимы дополнительные лабораторные исследования:

- по определению минимального давления смешиваемости нефти данных залежей и сухого газа, обогащенного газа;
- по определению оптимального объемного газосодержания водогазовой смеси;
- по вытеснению нефти водой, сухим и обогащенным газом, водогазовыми смесями в режимах смешивающегося и несмешивающегося вытеснения на керне.

3 Технология перезаканчивания скважин для борьбы с прорывами газа

Так как на Ванкорском месторождении достаточно большой газовый фактор на скважинах, находящихся в подгазовой зоне, то прорывы газа являются причиной следующих проблем:

- Нестабильная работа УЭЦН, срыв режима работы (подача, давление), так как идет прохват газа насосным агрегатом, идет износ рабочих колес, уплотнений;
- Нестабильная, пульсирующая работа при эксплуатации фонтанирующей скважины;
- Обильное гидратообразование;
- Некорректные показания по замеру дебита скважины.

Одними из методов борьбы с прорывами газа в скважине являются:

- Контроль депрессии;
- Изоляции с помощью химических составов, пены;
- Изоляция с помощью оборудования заканчивания – пакера, пластыри;
- Контроль с помощью устройств контроля притока.

В дипломной работе предлагается борьба с прорывами газа с помощью перезаканчивания скважин.

3.1 Эксплуатация скважин с высоким газовым фактором

В случае прорыва газа в добывающие скважины, значительной доле скважин с УЭЦН на Ванкорском месторождении приходится работать в условиях, когда перекачиваемая жидкость содержит значительное количество свободного газа. При больших содержаниях свободного газа устойчивая работа центробежных насосов становится проблематичной.

Проблемы, вызванные наличием газа:

- Основной эффект – деградация напора.
- Вторичный эффект – деградация расходных характеристик ввиду уменьшения полезного объема лопастей ввиду заполнения их газом. Если крыльчатка полностью заполняется газом, насос блокируется и срывает подачу.
- Газ плохо увлажняет подшипники
- Газ имеет меньшую теплоемкость. При падении расхода двигатель может перегреться или даже сгореть.

Для повышения эффективности УЭЦН обычно принимаются следующие меры:

- Максимально возможная глубина подвески оборудования.
- Установки комплектуются газосепараторами, отводящими большую часть свободного газа в затрубное пространство.
- Используются диспергаторы, измельчающие газовые пузыри до получения квазигомогенной смеси.
- Используются «конические» насосы, состоящие из пакета ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи, причем ступени на большие подачи помещены на входных участках насоса, далее по направлению к выходу установлены ступени на меньшие подачи в убывающем порядке их номинальных значений.
- Создаются насосные ступени устойчиво работающие в газонасыщенных средах.
- Применяются насосно-эжекторные установки, состоящие из газосепаратора и двух последовательно включенных насосов: центробежного и струйного. Центробежный насос создает поток жидкости через эжектор струйного насоса, который закачивает газожидкостную смесь из затрубного пространства в НКТ.
- УЭЦН оснащаются системами телеметрии и частотными преобразователями, позволяющими управлять добычей.

Основные решения при эксплуатации скважин с высоким газовым фактором, а также ограничения представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Анализ рисков и решения эксплуатации скважин с высоким газовым фактором

Способ работы	Краткое пояснение, примеры технологий
Сепарация газа и насоса	Газ и жидкость разделяются в поле центробежных сил и свободный газ выбрасывается из газосепаратора
Обеспечены работы с газом. Газостабилизирующие модули. Диспергаторы.	Диспергаторы, газостабилизирующие модули REDA AGH, Centrilift MVP, REDA Poseidon
Избежать попадания газа в насос	Заглубление насоса, использование кожухов с перемещением приема насос ниже интервала перфорации

На рисунке 15 представлено влияние газа на работу рабочих колес УЭЦН. Наличие свободного газа является ограничением для работы УЭЦН. Свободный газ снижает объем жидкости в ступени УЭЦН. Разделение жидкости и газа в поле центробежных сил снижает напор ступени. Газ стремится застрять в ступени (скапливаясь у центра) и заблокировать поток жидкости. Блокирование газом происходит в первых ступенях насоса и может привести к блокированию всего насоса (срыв подачи).

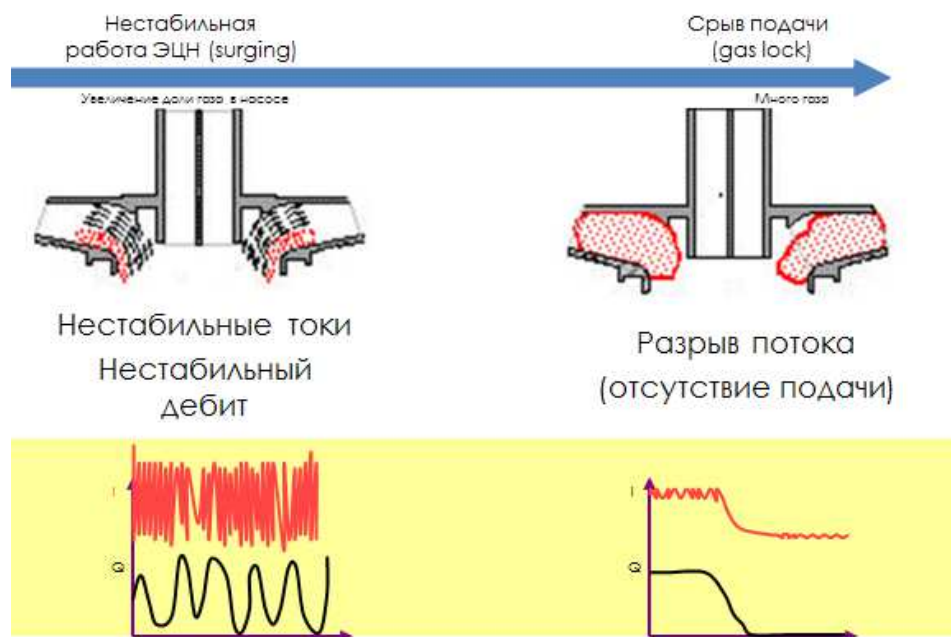


Рисунок 15 - Проблематика работы ступеней УЭЦН при высоком газовом факторе

На рисунке 16 представлены результаты испытания характеристик УЭЦН в зависимости от процента газа на приеме насоса. Испытания проводились на смеси воздуха и воды. Результаты испытаний показали, что уже при 5% газа происходит снижение напора насоса. При увеличении количества газа до 10% наблюдается нестабильная работа насоса, а при увеличении газа до 15% на приеме насоса происходит существенная деградация напорных характеристик ступеней насоса. При этом УЭЦН фактически не работает – так как деградация напора составляет более 50%.

В таблице 13 представлены основные традиционные решения при эксплуатации скважин с высоким газовым фактором с помощью УЭЦН. Данные решения не всегда позволяют эффективно эксплуатировать УЭЦН, а также требует дополнительного дорогостоящего погружного оборудования (у которого МРП также будет зависеть от МРП эксплуатации УЭЦН).

Тестирование проводилось на смеси вода - воздух при атмосферном давлении
 При 15% газа на приеме насоса – насос почти не работает (деградация более 50%)

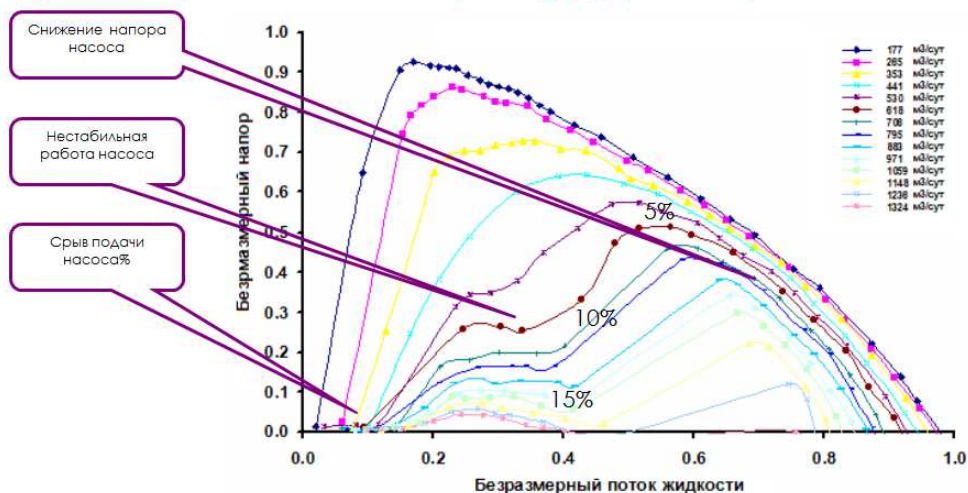


Рисунок 16 - Результаты испытания характеристик УЭЦН в зависимости от процента газа на приеме насоса.

Таблица 13 - Эксплуатация УЭЦН при высоком газовом факторе

Проблема	Решение	Ограничения
<ul style="list-style-type: none"> • Остановки УЭЦН по срыву подачи • Дegrадация напорных характеристик ЭЦН (снижение доюбычи) 	Установка газосепаратора (при расчётном газосодержании и более 25%), в т.ч. сдвоенных моделей	Различна эффективность газосепараторов (рейтинг)
	Установка диспергатора (измельчаем пузырьки газа и добиваемся более устойчивой работы газосепаратора)	
	Конические насосы (нижняя часть насоса имеет большую производительность)	
	Использование струйных аппаратов в НКТ вместе с УЭЦН (тандем) для откачки газа или жидкости из затрубного пространства	
	Добавить напор насоса (рабочие ступени для компенсации потери напора)	

3.2 Контроль депрессии

Основной принцип разработки нефтяных оторочек с высоким риском прорыва газа и воды – регулируемая депрессия на пласт. Высокая депрессия в обычной наклонно направленной скважине обеспечивает увеличение дебита, то есть большой приток к скважине нефти в единицу времени. Однако при наличии газовой шапки и близкого водоносного слоя высокая депрессия может способствовать прорыву к забою газа и образованию водяных или газовых конусов. Поэтому при разработке нефтяных оторочек, чтобы вовлечь в работу большие зоны пласта, не создавая при этом высоких депрессий, используются горизонтальные скважины. Но и здесь есть свои проблемы: в связи с тем, что мощность пласта небольшая, при проводке горизонтальных стволов требуется очень высокая точность.

Способ разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, включающий одновременную регулируемую добычу флюидов из различных частей залежи и создание при этом на скважинах, пробуренных в нефтенасыщенную часть залежи, максимально допустимой депрессии.

Созданную депрессию постоянно поддерживают и контролируют. Депрессию контролируют путем замера газонефтяного фактора на скважинах, пробуренных в нефтенасыщенную часть залежи, и сравнения его значения с нормальным текущим значением газонефтяного фактора. Депрессию также контролируют путем поддержания среднего забойного давления в скважинах, пробуренных в нефтенасыщенную часть залежи, равным пороговому значению забойного давления.

При эксплуатации скважин с помощью УЭЦН депрессию контролируют по значению забойного давления на ТМС насоса путем изменения частоты работы электродвигателя насоса с помощью частотного преобразователя.

При фонтанной эксплуатации возможен контроль депрессии с помощью установленного забойного манометра (рисунок 17).

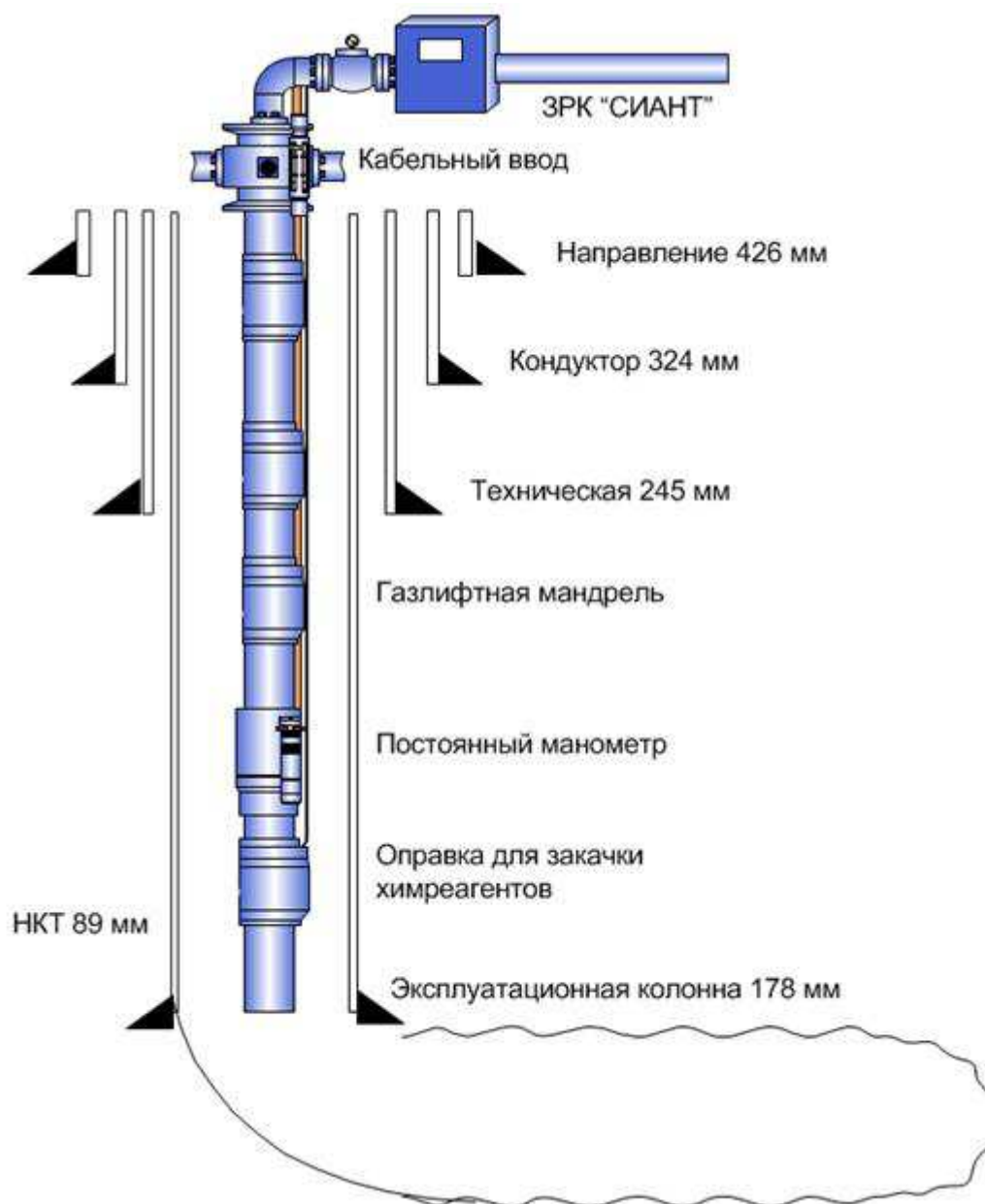


Рисунок 17 - Контроль депрессии с помощью забойного манометра

Существует различные типы манометров, помимо стандартных, спускаемых на кабеле в НКТ, можно выделить:

- Забойный автономный датчик давления и температуры, установленный в мандрели (данная схема заканчивания позволяет устанавливать и поднимать манометры с функцией записи данных в память прибора с помощью канатной техники).

После определенной отработки скважины, манометр поднимается для считывания данных и проведения интерпретации ГДИС.

- Постоянный манометр. В случаях, когда исследования проходят в течение долгого промежутка времени или существует необходимость производить непрерывный мониторинг параметров скважины, целесообразно применять постоянный глубинный манометр (Рисунок 17), передающий информацию по кабелю на поверхность в режиме реального времени.
- Манометр с индукционной мандрелью. Данная технология позволяет провести смену глубинного манометра (например, для поверки или перекалибровки) без подъема НКТ с помощью канатной техники для калибровки или поверки датчика. При этом имеются все преимущества постоянного манометра по передаче данных на поверхность в режим реального времени.

3.3 Изоляции с помощью химических составов, пены

Технология основана на последовательной закачке в нефтегазонасыщенный пласт водного раствора ПАВ, гелеобразующего, а затем закрепляющего составов. До разработки настоящей технологии в отечественной и зарубежной практике отсутствовали эффективные технологические процессы РИР, осуществляемые с целью изоляции газопритоков.

Технология предназначена для осуществления изоляции газопритоков в эксплуатационных загазованных нефтяных скважинах с высоким газовым фактором и высоким буферным давлением, прорыв газа в которые произошел из-за подтягивания конуса газа, либо газ в скважину прорвался по проницаемым пропласткам, либо в скважине имеет место заколонная циркуляция газа.

Эффективность изоляционных работ во многом зависит от информации о причине и местоположении источника перетока, а технологические схемы и приемы при цементировании под давлением во всех случаях практически одинаковы и могут отличаться по выбору зоны ввода тампонажного состава в заколонное пространство.

Основные недостатки РИР:

- высокая стоимость проведения работ;
- необходимость глушения скважины, как следствие снижение проницаемости призабойной зоны пласта;
- сложность проведения работ.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат – около 15 – 20% от стоимости всей скважины. Рейтинг тампонажных составов для ограничения газопритока в продуктивных скважинах представлен в таблице 14. Оценка 1 в таблице 14 означает максимальное соответствие критерию, а 4 – полное несоответствие.

Таблица 14 - Рейтинг тампонажных составов для ограничения газопритока.

Состав	Способность к формированию протяженных экранов	Целесообразность применения при высоких поглощениях	Технологические сроки формирования изоляционного экрана при низких температурах	Необходимость дополнительного оборудования	Стоимость реагентов	Доступность реагентов	Итого
Пеноцемент	4	2	1	2	2	1	12
ПАА с неорганическим сшивателем	1	2	2	2	1	1	9
ПАА с органическим сшивателем	1	2	1	2	2	2	10
Гели с докреплением ЗГ	1	2	2	2	3	2	12
Полимер-дисперсные композиции	2	2	2	2	1	2	11
Пенно-гелевая композиция	2	1	2	3	2	1	11
КОС	1	4	2	1	3	1	12

Для проведения ремонтно-изоляционных работ немаловажным фактором является наличие “правильной системы заканчивания”. В случае заканчивания открытым стволом с фильтрами без заколонных пакеров, раствор может перетекать по затрубному пространству и не попасть в требуемую зону для изоляции газопритока. Идеальным заканчиванием скважины для проведения РИР является установка заколонных пакеров по стволу скважины (Рисунок 18). Данная технология заканчивания позволит выделить интервалы прорыва газа с большей вероятностью и в последующем более эффективно провести изоляцию интервалов притока газа.

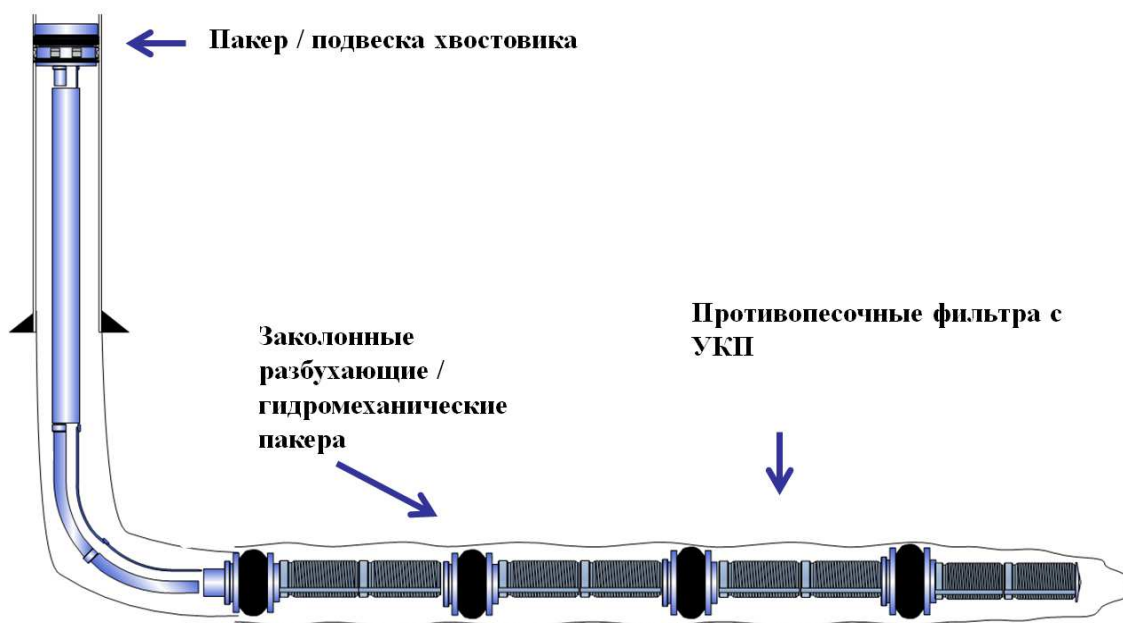


Рисунок 17 - Схема заканчивания с заколонными пакерами.

3.4 Изоляция с помощью оборудования заканчивания – пакера, пластыри

Еще одним способом изоляции притоков газа является установка пакерного оборудования (рисунок 18). Этот метод обладает достаточно высокой надежностью, простотой установки и сравнительно невысокой стоимостью. Средняя успешность работ для изоляции прорыва газа механическим способом более 60%.

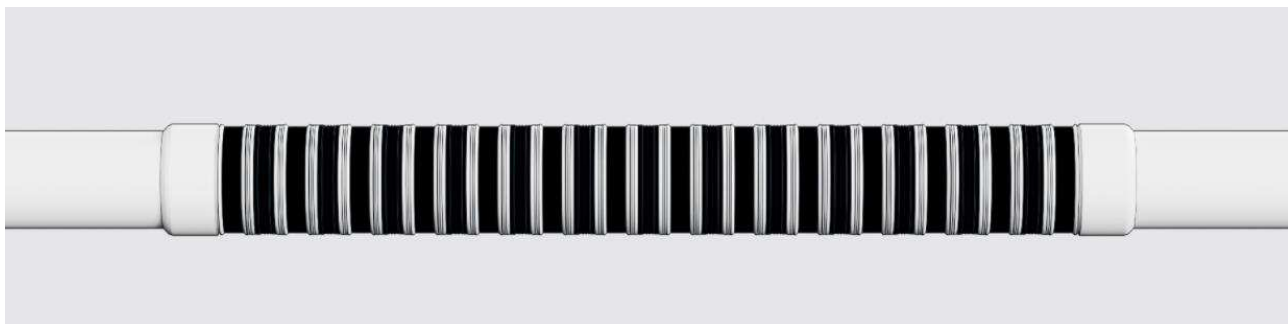


Рисунок 18 - Установка металлокордовых барьеров для изоляции притоков газа.

Но наряду с преимуществами этот метод имеет и свои недостатки, такие как:

- отсутствие методов определения герметичности посадки пакера;
- высокий риск невозможности извлечения пакеров в случае падения элементов глубинно-насосного оборудования;
- увеличение стоимости последующих ремонтов скважин;
- сильный коррозионный износ внутренней поверхности колонны, также снижает эффективность применения данного метода.

Другим методом изоляции притока является установка стальных пластырей. Пластырь из тонкостенной трубы с толщиной стенки 3 мм позволяет обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7-8 МПа. Стандартная длина пластыря 9 м.

Может быть применен пластырь длиной до 15 м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, свариваемый над устьем скважины.

Технология извлекаемого металлического пластыря разработана и в настоящее время широко применяется на скважинах ПАО «НК-Роснефть». Пластырь предназначен для отключения пластов и герметизации обсадной колонны в добывающих и нагнетательных скважинах и представляет собой стальной патрубок с приваренными на концах суженными наконечниками, на которые надеты резиновые уплотнители. После спуска пластыря в заданный интервал лифтовых труб закачивается жидкость под давлением 18–25 МПа, за счет чего гидропривод тянет шток. При необходимости пластырь может быть сорван с места и извлечен из скважины специальным инструментом. Пластырь изготавливается для обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, имеет проходной диаметр 104 и 123 мм и длину до 18 м. Он выдерживает депрессию до 15 МПа для ЭК 146 мм и 13 МПа для ЭК 168 мм (рисунок 19).

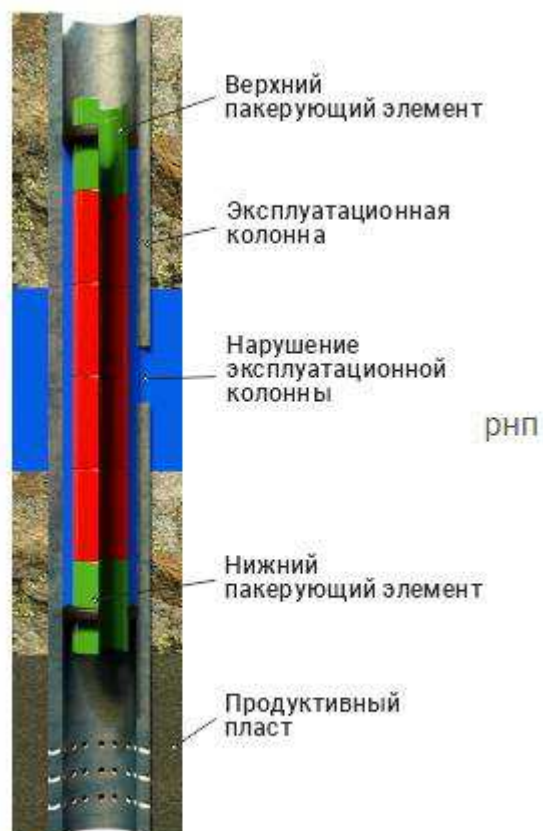


Рисунок 19 - Извлекаемый резьбовой пластырь

Данная технология позволяет сократить сроки ремонта на 2ое-3ое суток по сравнению с использованием цемента. Средняя продолжительность установки пластыря составляет 90–120 часов. Эффективность применения технологии находится на уровне 90%. Оборудование устанавливается и извлекается за одну СПО. Вместе с тем данный метод не лишен недостатков. В частности, он дает уменьшение внутреннего диаметра до 104 мм для ЭК 146 мм и 123 мм для ЭК 168 мм. Максимальная депрессия на пластырь составляет 15 (13) МПа, а протяженность ремонтируемого участка ограничивается 14 м. Характеристики извлекаемого резьбового пластыря представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Характеристики извлекаемого резьбового пластыря различных типоразмеров.

Условный диаметр ЭК, мм.	Наибольший наружный диаметр компоновки, мм.	Наименьший внутренний диаметр компоновки, мм.	Максимальный перепад давления, МПа.	Максимальная температура рабочей среды, °С.
102	83	66	25,0	100*
114	93	74		
146	122	106		
168	142	123		
178	152	128		

3.5 Контроль с помощью устройств контроля притока

Отложить прорывы газа возможно с помощью технологии устройств контроля притока. 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. Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины. 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. 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.

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 рисунке 19 и рисунке 20 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство Бейкер-Хьюз) и штуцерные системы (производство Шлюмберже) соответственно [20].

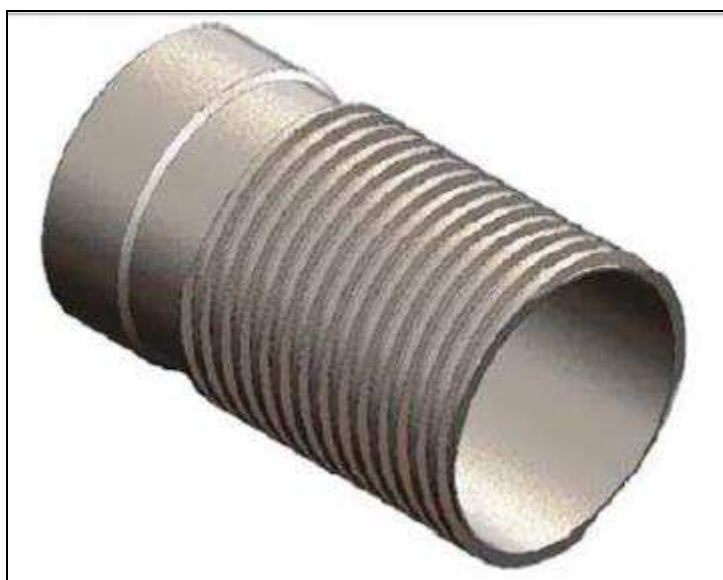


Рисунок 19 - Устройство контроля притока (Бейкур-Хьюз).



Рисунок 20 - Устройство контроля притока (Шлюмберже).

В России наиболее массовым внедрением устройств контроля притока на скважинах является месторождение им Ю. Корчагина [19]. Существенной проблемой при разработке месторождения им Ю.Корчагина стали прорывы газа из газовой шапки. Характерное поведение газового фактора и обводненности для одной из скважин месторождения им Ю. Корчагина представлено на рисунке 21.

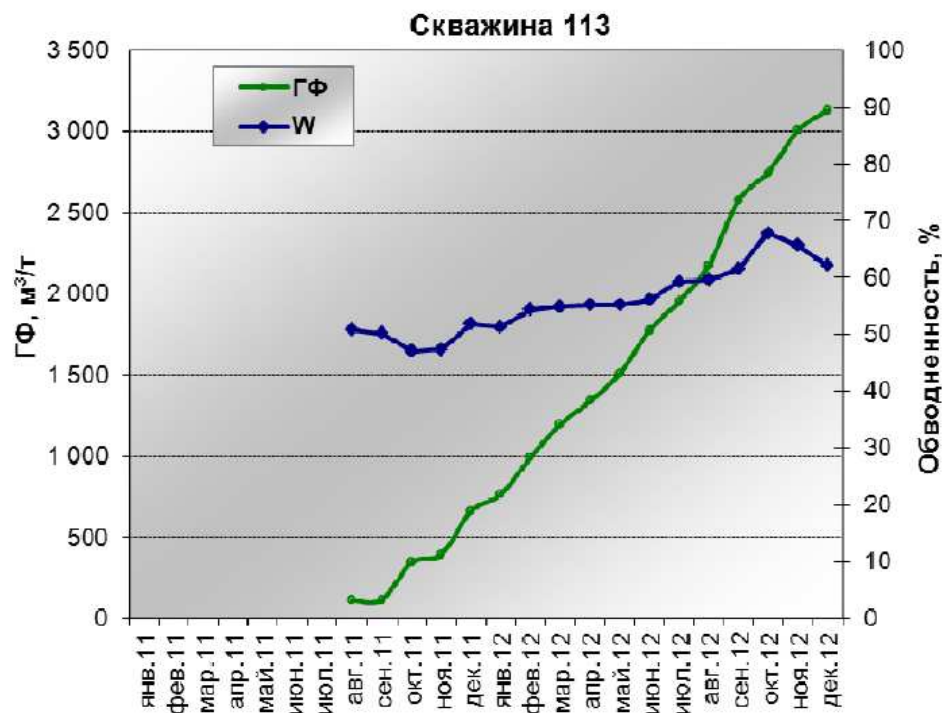
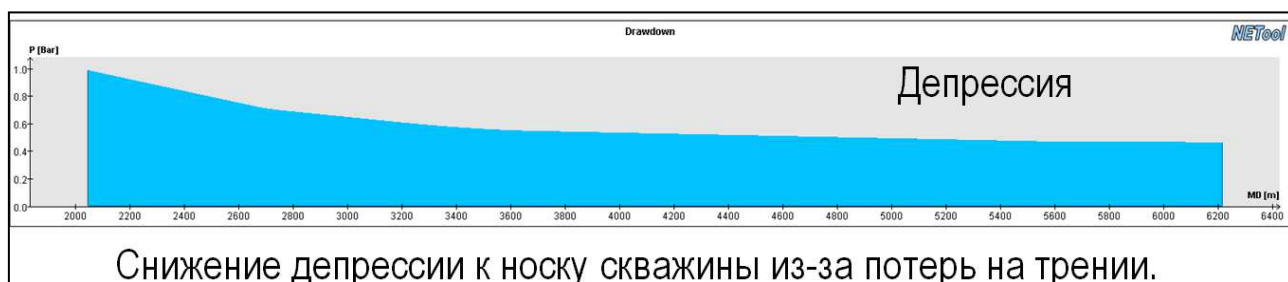


Рисунок 21 - Характерное поведение ГФ и обводненности для типовой скважины месторождения им Ю. Корчагина

Причинами преждевременного прорыва газа на скважинах месторождения имени Ю.Корчагина стали:

- Неравномерное распределение профиля депрессии.
- Существенная неоднородность по проницаемости вдоль ствола скважины.

На рисунке 22 представлено распределение депрессии по стволу длинной горизонтальной скважины.



Снижение депрессии к носку скважины из-за потерь на трении.

Рисунок 22 - Распределение депрессии вдоль ствола скважины

Скважины месторождения имени Ю.Корчагина работают на небольших депрессиях (1-3 атмосферы). Как видно из данного рисунка, потери на трении для длинных горизонтальных скважин могут составить от 30% до 50%. Соответственно при таком распределении депрессии существенный риск прорыва газа по пяточной области.

На рисунке 23 представлено распределение проницаемости по стволу длинной горизонтальной скважины. Как видно из данного рисунка можно предположить большой риск прорыва газа по высокопроницаемым интервалам.

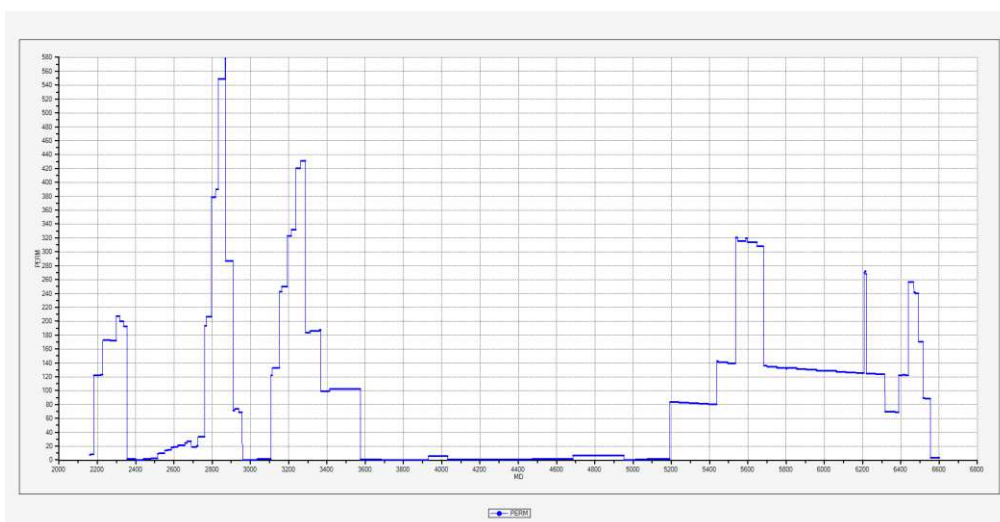


Рисунок 23 - Профиль проницаемости

Например подобная расстановка штуцеров позволит нивелировать потери на трении и выровнять профиль депрессии и отложить прорыв газа и воды (рисунок 24).

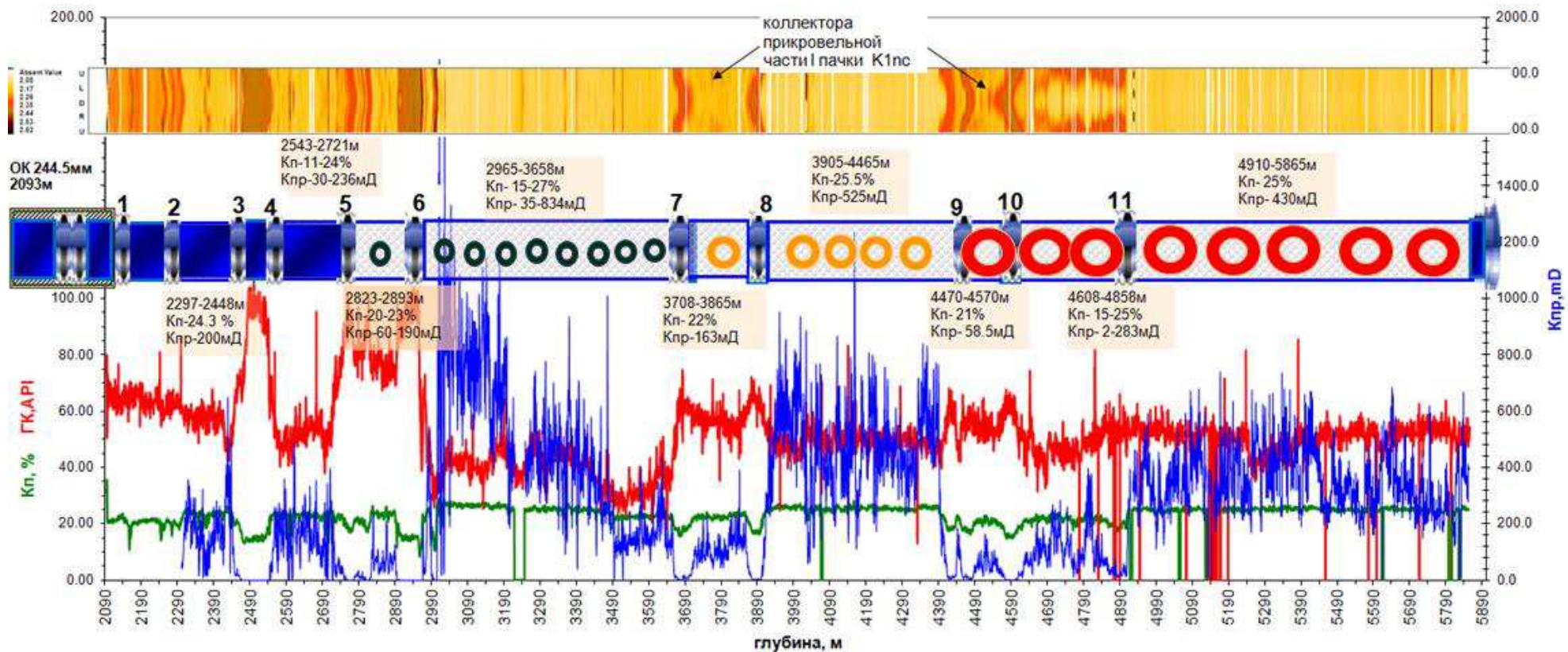


Рисунок 24 - Дизайн штуцерного устройства контроля притока для выравнивания депрессии

На Ванкорском месторождении УКП применялись в 2008-2010 годах [21] для снижения рисков прорыва воды и газа по высокопроницаемым интервалам. В случае, когда горизонтальная скважина проходит по значительно неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, а также происходит фильтрация газа или воды по высокопроницаемому пропластку, создание дополнительного сопротивления потоку с помощью УКП может помочь увеличить время до прорыва газа или воды в скважину. То есть скважина будет дольше работать с меньшей обводненностью и ГФ. Обратной стороной данного процесса является снижение дебита скважины при том же забойном давлении.

Сложность использования УКП заключается в необходимости детального понимания геологического строения пластов, наличия адекватно отражающих действительность гибких математических моделей, объединяющих пласт-скважину с УКП. Важным условием эффективности принятия решений при заканчивании скважин является пригодность моделей для оперативной работы.

Съемные штуцера УКП позволяют делать (изменять) дизайн системы контроля притока непосредственно перед установкой хвостовика на кустовой площадке, основываясь на данных полученных в процессе бурения (каротаж во время бурения).

Математическое моделирование работы скважины при использовании различных систем заканчивания выполняется на секторных гидродинамических моделях. Горизонтальная часть скважины разбивается на несколько сегментов. Поток с каждого сегмента суммируется и результирующий поток проходит через забойный штуцер, площадь поперечного сечения которого, равна суммарной площади сечения штуцеров на всех секциях УКП в данном сегменте. В результате создается дополнительное сопротивление потоку между горизонтальным стволом скважины и породой в данном сегменте.

Рабочий процесс разбития скважины на зоны, разделяемые пакерами, и подбора штуцеров выглядит следующим образом:

- На основании детальной геологической модели строится гидродинамический сектор, включающий в себя и соседние скважины (для учета влияния как соседних добывающих, так и нагнетательных скважин, входящих в систему ППД);
- Проводится предварительное моделирование интересующей нас скважины без установки УКП;
- Рассматриваются полученные профили притока для выявления зон с риском раннего обводнения или прорыва газа;
- Основываясь на полученных профилях притока к горизонтальному стволу, предлагаются варианты дизайна заканчивания скважины с разбивкой скважины на несколько сегментов и установкой систем контроля притока. При этом зоны характеризующиеся повышенной вероятностью обводнения или прорыва газа штуцерируются в большей степени (это достигается за счет использования меньшего количества и / или меньшего размера штуцеров);
- Проводятся гидродинамические расчеты предложенных вариантов для выявления оптимального дизайна заканчивания скважины;
- По результатам данных, получаемых в процессе бурения скважины, выполняется оперативное перестроение геологической модели;
- После окончания бурения и перестроения геологической модели проводится окончательное моделирование вариантов заканчивания скважины с учетом распределения ФЕС по каротажу во время бурения и фактической траектории пробуренной скважины;
- Исходя из максимизации накопленной добычи нефти и минимизации накопленной добычи газа и воды со скважины, выбирается дизайн и высылаются инженерам на скважину для монтажа оборудования.

Ниже представлен пример дизайна системы заканчивания на скважине 124 пласта Нх3-4. Скважина X пласта Нх3-4 первоначально была выбрана в качестве кандидата для установки систем контроля притока из-за пересечения ею высокопроницаемого интервала, расположенного в кровле пласта Нх4 (рисунок 25). Траектория скважины пересекает 3 участка с существенно различными фильтрационно-емкостными свойствами: Нх3, высокопроницаемая часть в кровле Нх4, оставшаяся часть Нх4.

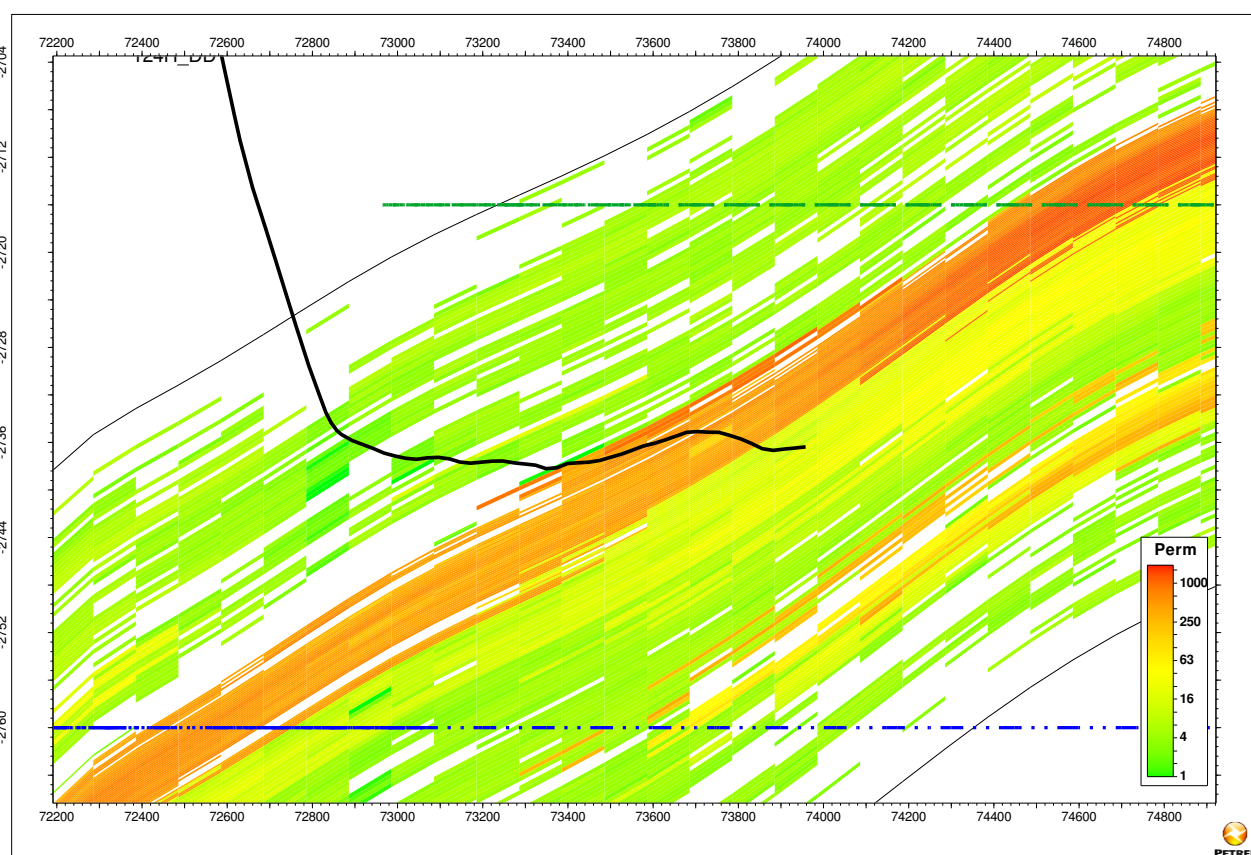


Рисунок 25 - Геологический разрез с фактической траекторией скважины X пласта Нх3-4 Ванкорского месторождения. Штрихпунктирными линиями показаны положения ГНК и ВНК

Такая неоднородность коллекторских свойств приводит к неравномерности профиля притока к скважине. Результаты моделирования работы скважины на секторной гидродинамической модели представлены на рисунке 26.

Вследствие высокой проницаемости участка в интервале 4200-4450 м. Нх4, по нему прогнозируются прорывы газа и воды в скважину. Интервалы преимущественных прорывов газа совпадают в данном случае с интервалами основного притока нефти.

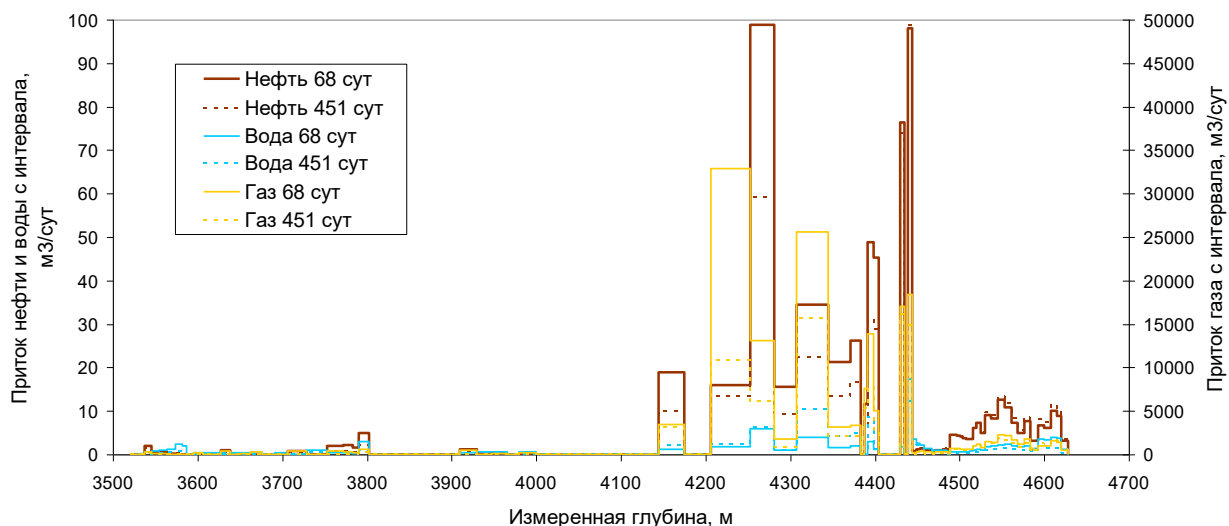


Рисунок 26 - Модельные профили притока нефти, воды и газа к горизонтальной части ствола скважины X

В горизонтальном стволе присутствует разница между забойным давлением в пятке и носке скважины (не превышает 0,5 атм.), которая возникает вследствие трения потока в хвостовике. Однако, определяющим физическим эффектом, приводящем к неоднородности притока, в данном случае является неоднородность распределения фильтрационно-емкостных свойств интервалов, пересекаемых траекторией скважины.

Весь горизонтальный ствол был разбит на 6 сегментов разбухающими пакерами (рисунок 27). Участки основного притока газа были значительно заштуцированы. При этом в двух интервалах трубы с УКП чередовались с обычными глухими трубами для усиления эффекта штуцирования высокопроницаемого интервала.

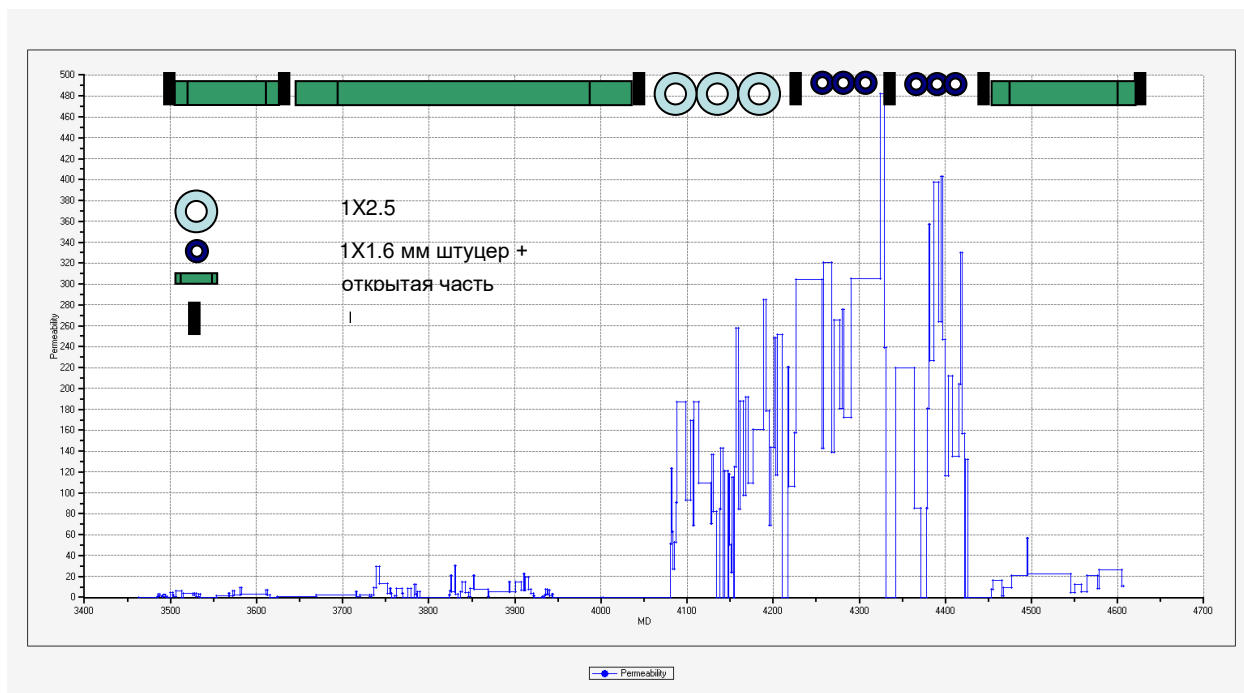
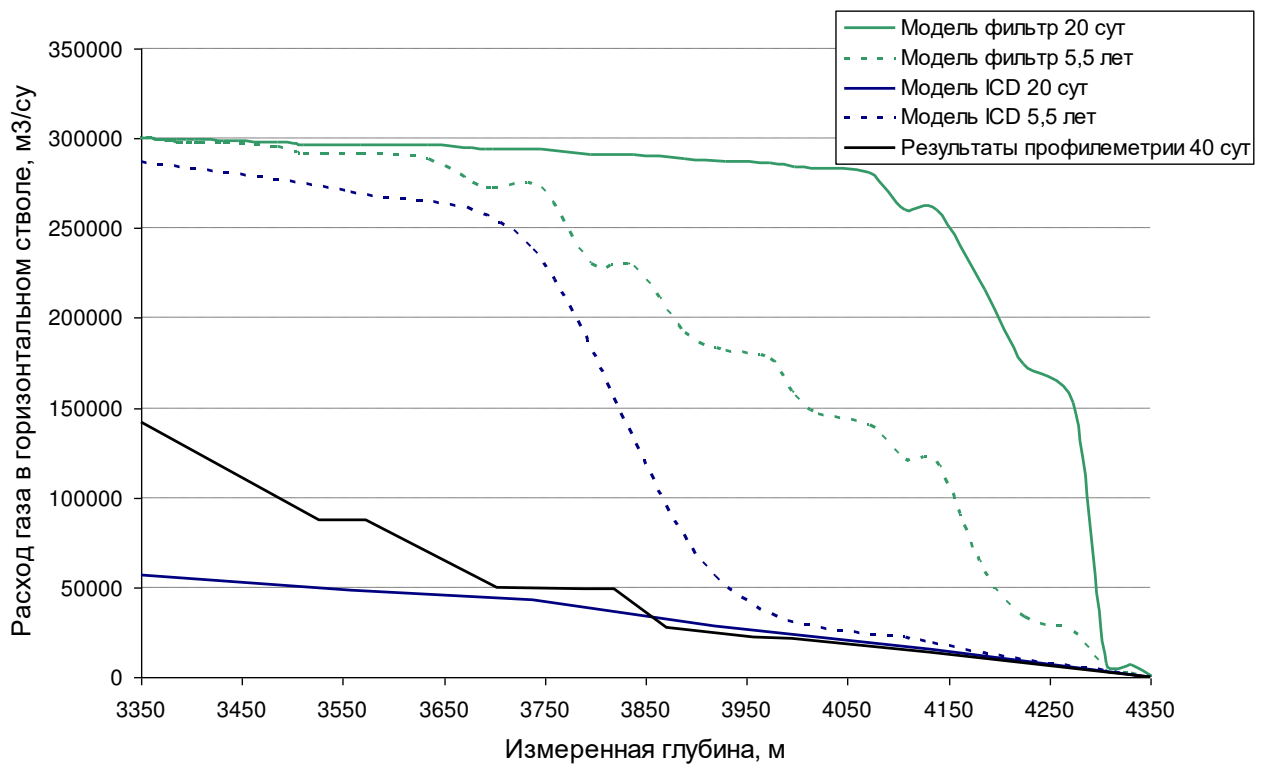


Рисунок 27 - Дизайн хвостовика и распределение проницаемости по каротажу во время бурения на скважине X

Вследствие улучшенных коллекторских свойств в носке скважины и близости траектории к ГНК, на данной скважине прогнозировался прорыв газа из газовой шапки. С целью увеличения времени до прорыва газа и снижения притока газа в скважину после прорыва на ней использовался дизайн системы заканчивания с УКП.

Рассмотрим профили расходов газа в горизонтальном стволе (рисунок 28). Через 20 суток после начала эксплуатации на данной скважине прогнозировался прорыв газа, как без использования УКП, так и с установленной системой заканчивания. В случае заканчивания только противопесочным фильтром, основной приток газа прогнозировался из носка скважины. Использование же УКП позволило снизить приток газа на начальном этапе работы. Как показывает модельный профиль притока через 5,5 лет работы, суммарный приток газа к скважине выравнивается из-за перетоков в пласте. Но за это время из-за меньшего притока газа к скважине, удастся добыть дополнительную нефть. Что можно видеть, сравнив расходы нефти через 20 сут. после начала работы с использованием УКП и без.



Модель фильтр – модельный профиль притока без использования УКП, модель УКП – с фактически установленным заканчиванием. Сплошными линиями представлены дебиты через 20 сут. после запуска, а пунктирными – по прошествии 5.5 лет работы

Рисунок 28 - Сравнение модельного и фактического расходов: газа в горизонтальном стволе

В результате обоснованный дизайн использования технологий пассивного контроля притока в условиях Ванкорского месторождения позволяет существенно улучшить текущие и накопленные показатели работы горизонтальных скважин.

3.6 Технология перезаканчивания для борьбы с прорывами газа на добывающих скважинах Ванкорского месторождения

В дипломной работе предлагается использовать технологию перезаканчивания существующих добывающих скважин (по которым произошел прорыв газа) с помощью компоновок с УКП.

На рисунке 29 представлен пример подобной компоновки перезаканчивания, которая состоит из следующего оборудования:

- пакер подвески хвостовика;
- НКТ 73 мм;
- УКП 73 мм;
- заколонные разбухающие пакера.

Компоновка перезаканчивания скважин устанавливается внутрь существующего хвостовика. При этом пакер-подвеска оборудования заканчивания устанавливается выше на 30-50 метров от первичной подвески хвостовика. Зоны разбиваются заколонными пакерами согласно расстановке заколонных пакеров в открытом стволе. Интервалы прорыва газа штуцируются более значительно с помощью УКП. Данная технология позволяет снизить дебит по газу и газовый фактор, позволяя скважине эксплуатироваться с помощью УЭЦН.

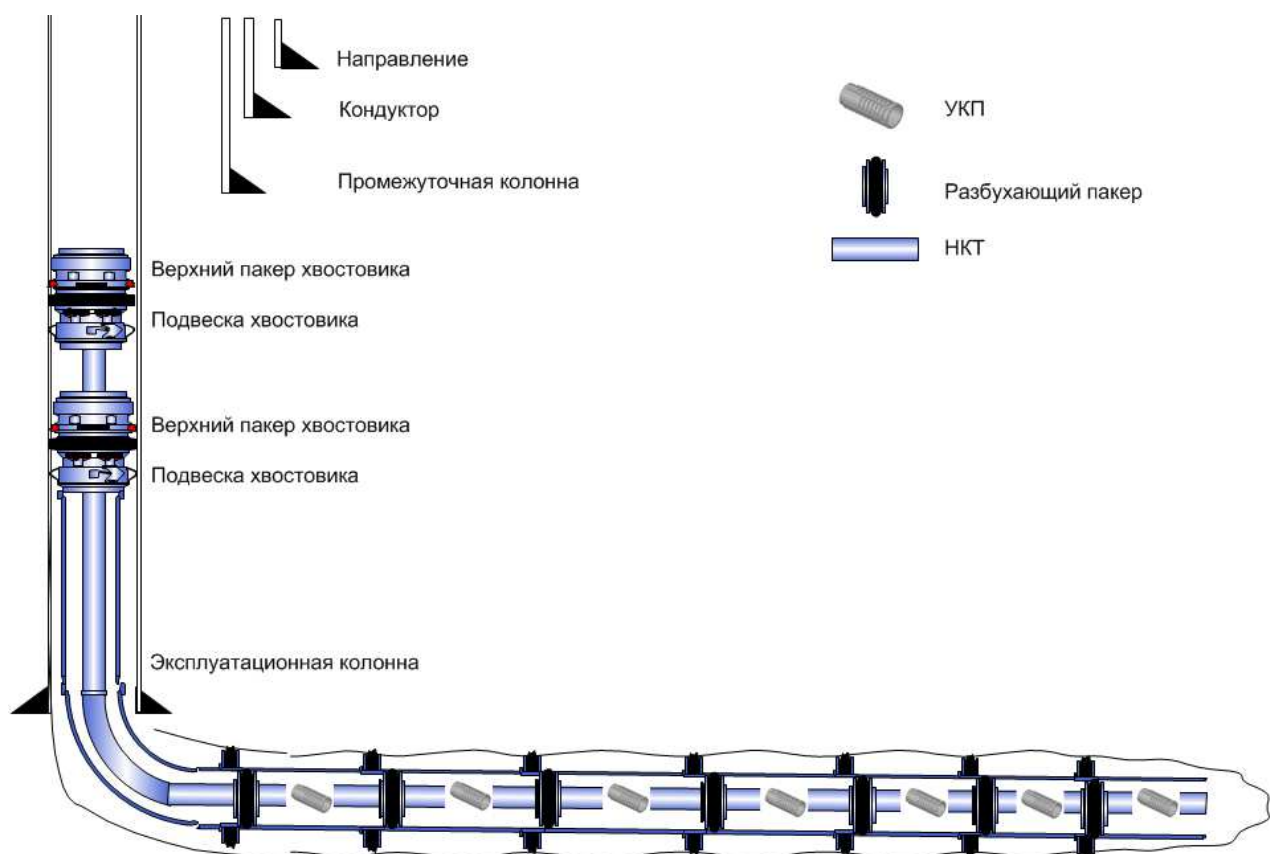


Рисунок 29 - Технология перезаканчивания для борьбы с прорывами газа на добывающих скважинах

В качестве примера перезаканчивания скважин, приведено моделирование работы скважины У Ванкорского месторождения. На рисунке 30 представлена схема заканчивания скважины У Ванкорского месторождения. Хвостовик 114 мм установлен с помощью пакера-подвески в эксплуатационной колонне 178 мм. Горизонтальный ствол закончен противопесочными фильтрами и разделен на 4 интервала заколонными пакерами. Текущие параметры работы скважины представлены в таблице 16. При забойном давлении 110.6 атм, дебит по нефти составляет 34.6 тонн / сутки с газовым фактором 254 м³/м³. На рисунке 31 представлена интерпретация данных ПГИ для скважины У Ванкорского месторождения. Основной интервал притока газа находится в пятке скважины У.

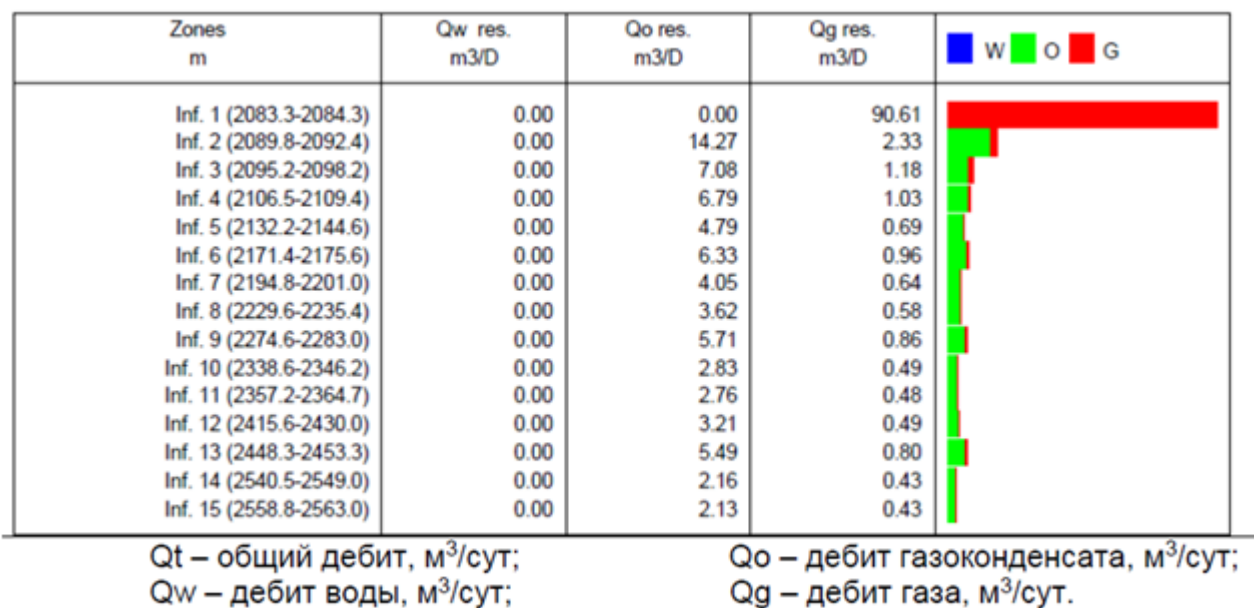


Рисунок 31 - Данные ПГИ для скважины У Ванкорского месторождения

На рисунке 32 представлены результаты моделирования скважины У Ванкорского месторождения при текущем заканчивании. Представлено распределение притока по стволу скважины, распределение пластового давления и давления внутри хвостовика, а также распределение депрессии по стволу скважины. Депрессия равномерная и составляет 28.4 атм.

На рисунке 33 представлена схема перезаканчивания скважины У Ванкорского месторождения. компоновка представляет собой хвостовик с 4 интервалами с различным количеством УКП на зону (дизайн заканчивания проектируется по результатам ПГИ).

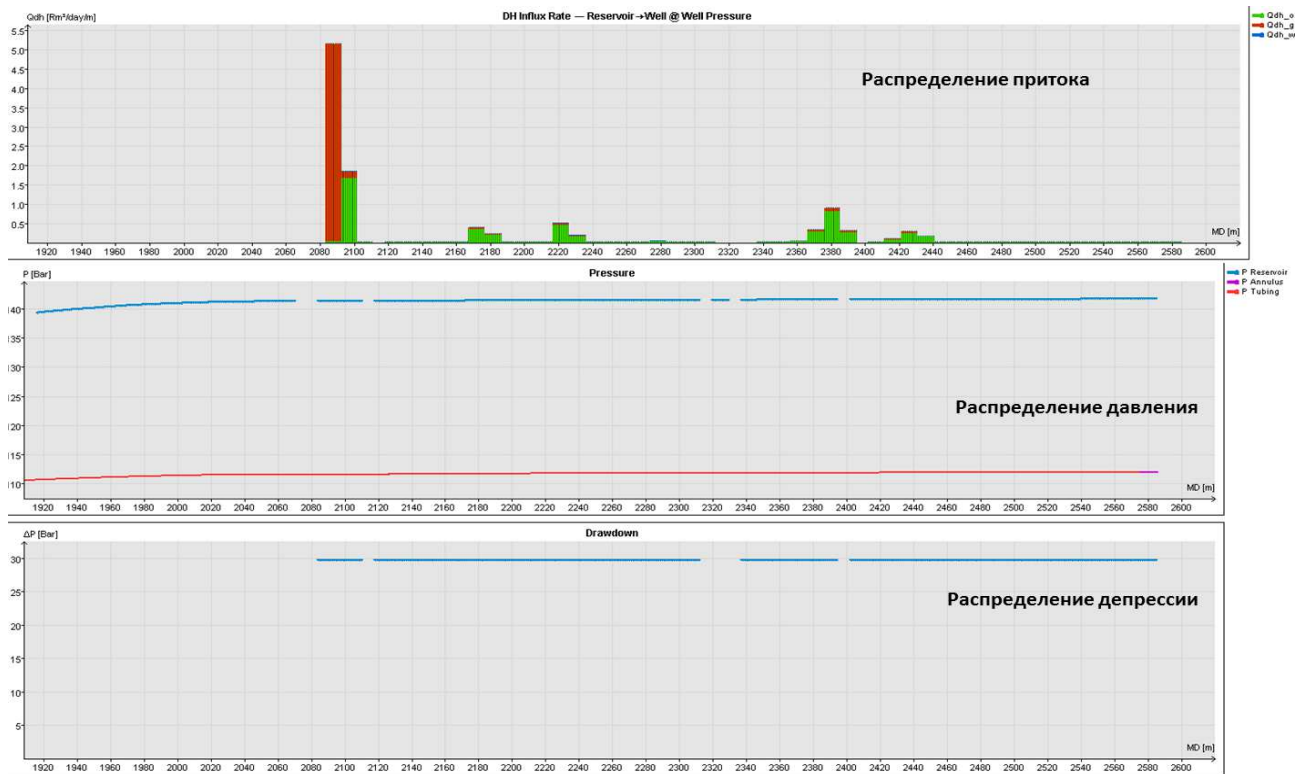


Рисунок 32 - Результаты моделирования скважины У Ванкорского месторождения при текущем заканчивании.

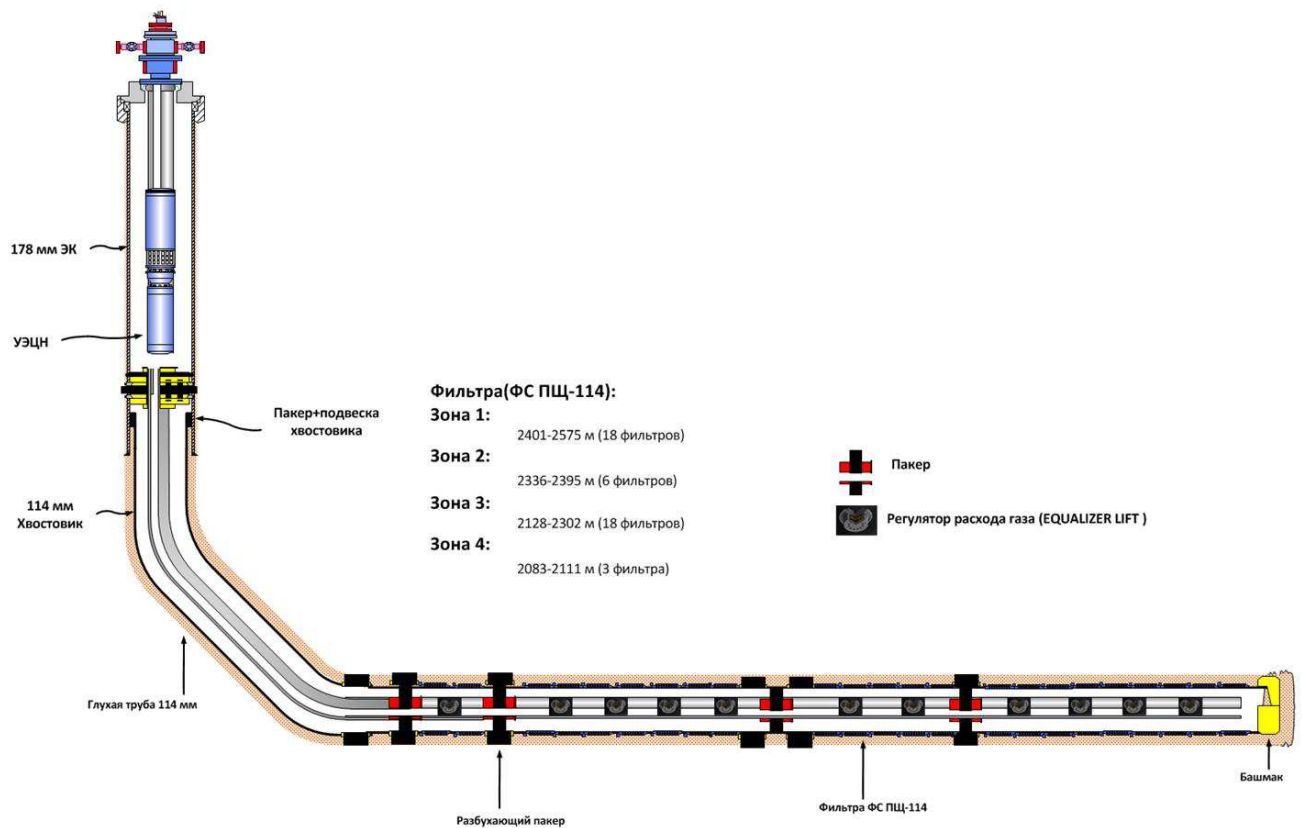


Рисунок 33 - Перезаканчивание скважины У Ванкорского месторождения

На рисунок 34 представлены результаты моделирования скважины Y Ванкорского месторождения для перезаканчивания с УКП Equalizer Lift. Представлено распределение притока по стволу скважины, распределение пластового давления и давления внутри хвостовика, а также распределение депрессии по стволу скважины. Депрессия неравномерная (в интервале пятки скважины она снижена за счет потерь на УКП из-за высокого расхода газа).

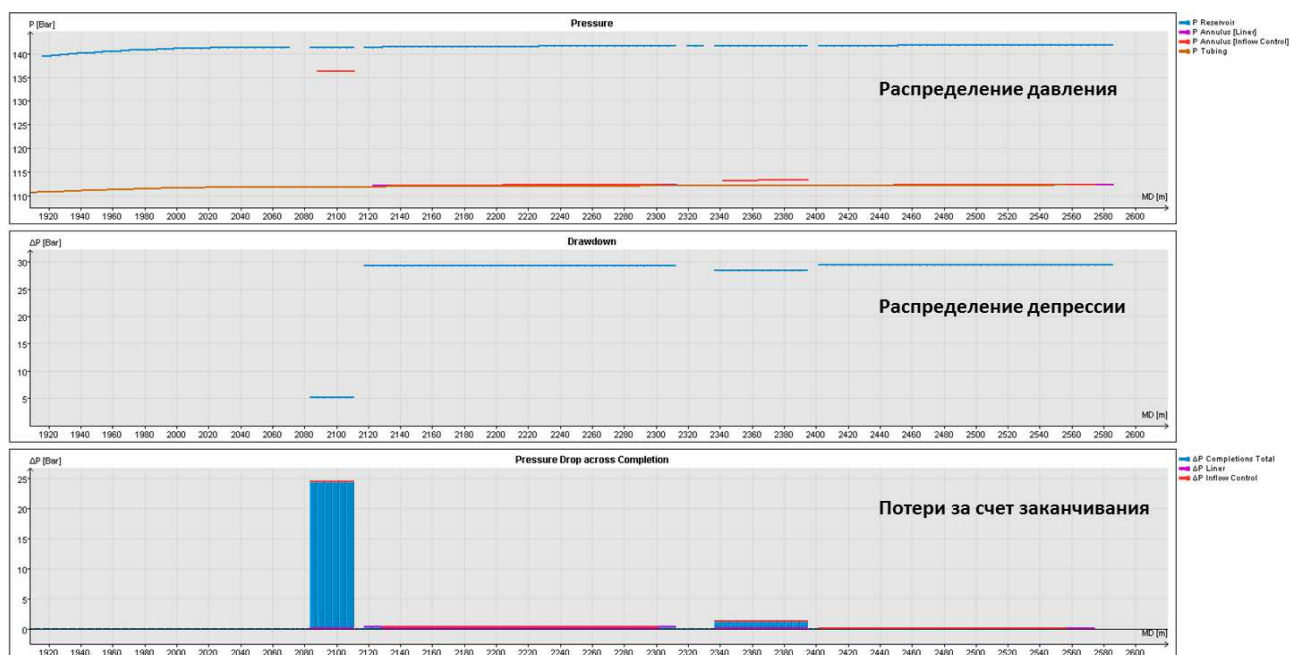


Рисунок 34 - Результаты моделирования скважины Y Ванкорского месторождения при перезаканчивании с помощью УКП

Прогнозные дебиты и газовые факторы для компоновки перезаканчивания скважины Y Ванкорского месторождения представлены в таблице 17 и на рисунке 35. При снижении забойного давления возможно добиться дебита по нефти 61 тонн/сутки с газовым фактором 141 м³/м³. Данное значение газового фактора позволит эксплуатировать скважину с помощью УЭЦН.

Таким образом перезаканчивание скважины позволяет бороться с прорывами газа и достичь проектных показателей по добыче и КИН.

Таблица 17 - Прогнозные дебиты и газовые факторы для компоновки перезаканчивания скважины Y Ванкорского месторождения

Параметр	Расчет 1 – Equalizer Lift	Расчет 2 – Equalizer Lift	Расчет 3 – Equalizer Lift	Расчет 4 – Equalizer Lift	Расчет 5 – Equalizer Lift
Пластовое давление	139 атм	139 атм	139 атм	139 атм	139 атм
Забойное давление	110.6 атм	96 атм	88.5 атм	80 атм	50 атм
Дебит по нефти	24.57 т/сут. (28.95 м ³ /сут.)	34.8 т/сут. (41.3 м ³ /сут.)	39.7 т/сут. (46.75 м ³ /сут.)	44.74 т/сут. (52.7 м ³ /сут.)	61 т/сут. (72 м ³ /сут.)
Дебит по воде	0.56 м ³ /сут.	0.78 м ³ /сут.	0.9 м ³ /сут.	1.0 м ³ /сут.	1.4 м ³ /сут.
Дебит по газу	5229 м ³ /сут.	6699 м ³ /сут.	7375 м ³ /сут.	7965 м ³ /сут.	10167 м ³ /сут.
Газовый фактор	212 м ³ /т (180 м ³ /м ³)	192.5 м ³ /т (163 м ³ /м ³)	185 м ³ /т (157 м ³ /м ³)	178 м ³ /т (151 м ³ /м ³)	166 м ³ /т (141 м ³ /м ³)
Обводненность	1.9 %	1.88 %	1.89 %	1.9 %	1.9 %

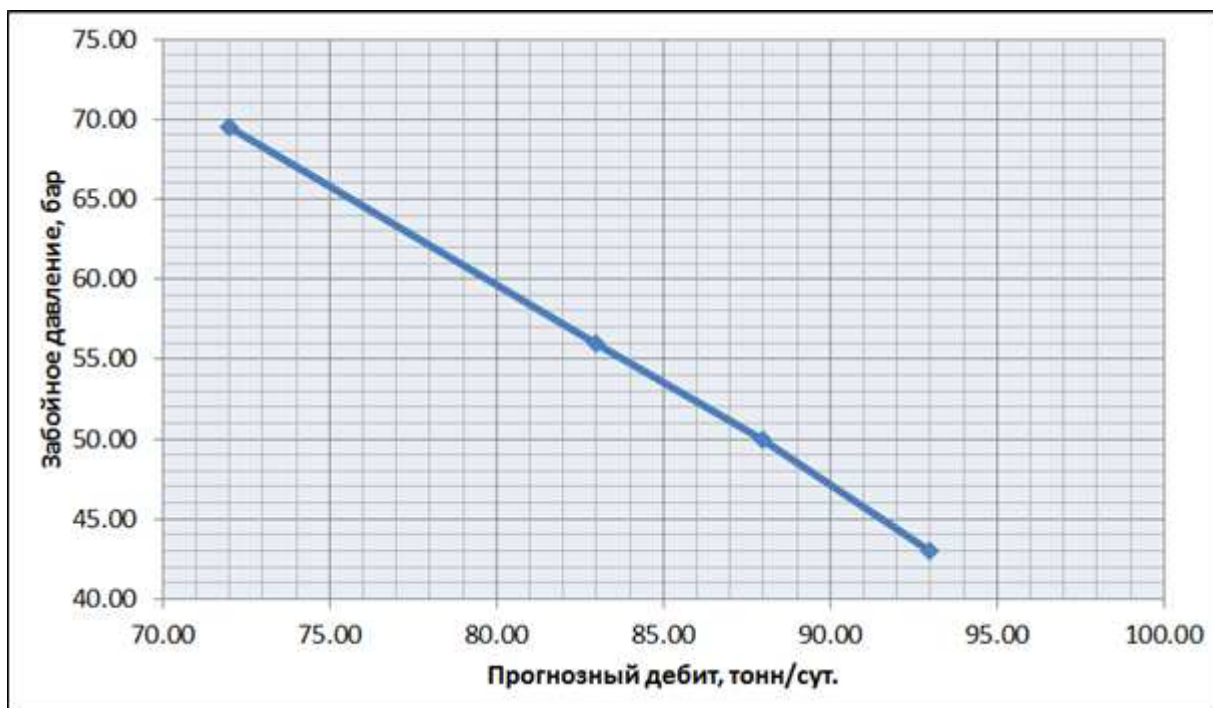


Рисунок 35 - Прогнозные дебиты для компоновки перезаканчивания скважины
У Ванкорского месторождения при различном забойной давлении

4 Безопасность и экологичность

Безопасность и экологичность на нефтегазодобывающих производствах должны быть ключевым фактором при планировании и проведении работ. Нефтяные компании и их сервисные подрядчики должны обеспечивать сохранение благоприятной окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов в регионах осуществления деятельности.

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

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

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

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

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), высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании; опасные химические

вещества; действие электрического тока и другие.

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

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.

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 [22].

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин, работающих с помощью УЭЦН или газлифтной эксплуатации требует без присутствия операторов для контроля параметров эксплуатации, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15 - 20°C . [25]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

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

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

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

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [26]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [27]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 18 [28].

Таблица 18 - Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Показатели условий труда	Оборудование, параметры
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20/20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3

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

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

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой - с утепленными подшлемниками), респиратор, наушники, спецобувь и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками. [24, 29]

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При фонтанной и механизированной добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ при эксплуатации скважин представлены в таблице 19 [31].

Таблица 19 - ПДК вредных веществ

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

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

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами.

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

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током. [33]

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. [34]

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II. [35]

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

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [36], вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

В таблице 20 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [32]

Таблица 20 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

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

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

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

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

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

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

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В таблице 21 представлены возможные аварийные ситуации и их воздействия на окружающую среду [23].

Таблица 21 - Перечень возможных аварийных ситуаций

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

Поражающие факторы источников ЧС могут вызывать различные поражения людей.

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

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

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод, которые могут стать источниками для образования вторичных факторов поражения.

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.

4.7 Экологичность проекта

Потенциальными источниками загрязнения окружающей среды нефтесодержащими отходами являются нефтепромыслы, нефте- и нефтепродуктопроводы, нефтеперерабатывающие предприятия, нефтехранилища, резервуарные парки, транспорт и др. При добыче, транспортировании, хранении и переработке нефти и нефтепродуктов, а также при проведении работ по ликвидации аварийных разливов нефти происходит образование и накопление нефтешламов в нефтешламонакопителях, амбарах, емкостях, а также других нефтесодержащих отходов.

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

К мероприятиям, обеспечивающим снижение воздействия на животный мир, относятся: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период с целью снижения воздействия на орнитофауну; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе были проведены следующие работы и получены результаты:

- Проведен анализ борьбы с прорывами газа для горизонтальных скважин Ванкорского месторождения;
- По ряду технологических и геологических условий, борьба с прорывами газа в существующих горизонтальных скважинах достаточно нетривиальная задача и не всегда успешно решается.
- Внедрение новой концепции перезаканчивания скважин на Ванкорском месторождении позволит решить данную проблему и достичь проектных показателей по добыче и КИН.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

А.о – абсолютная отметка
АГРП – автоматический гидроразрыв пласта
АСПО – асфальто-смоло-парафинистые отложения
ВГВ - водогазовое воздействие
ВНК – водо-нефтяной контакт
ВНФ - водонефтяной фактор
ГВК – газо-водяной контакт
ГДИС – гидро-динамические исследования скважин
ГИС – геофизические исследования скважин
ГНК – газо-нефтяной контакт
ГРП – гидроразрыв пласта
ГСМ - горюче смазочные материалы
ГТЭС - Газотурбинная электростанция
ГШ – газовая шапка
ДНС - дожимная насосная станция
КИН – коэффициент извлечения нефти
ММП – многолетнемёрзлые породы
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
НКТ – насосно-компрессорная труба
НМУ - неметановые углеводороды
ОРЗ - одновременно раздельная закачка
ПАВ – поверхностно активные вещества
ПГИ- промысловые геофизические исследования
ПДК - предельно допустимая концентрация
ПД – поддержание пластового давления
РИР - ремонтно изоляционные работы
СЗЗ - санитарно защитная зона
ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства
ФОН – фонтанный метод
ЦПС - центральный пункт сбора.
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
ШВН - штанговый винтовой насос
УШСН – штанговая скважинная насосная установка
ГЛ – газлифт
УКП – устройства контроля притока

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Технико-экономическое обоснование разработки Ванкорского месторождения на условиях СРП» (протокол ЦКР от 25.02.1999 г. № 2341).
2. «Технологическая схема разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662)
3. «Дополнение к технологической схеме разработки» (протокол ЦКР Роснедра № 4307 от 22.05.2008 г.)
4. «Подсчет запасов Ванкорского месторождения» (ЗАО «КРАСНОЯРСКГЕОФИЗИКА») и «ТЭО КИН Ванкорского месторождения» (ООО РН-УфаНИПИнефть)
5. Дополнительные исследования свойств пластовых флюидов и керна Ванкорского месторождения. Т. 3. Фильтрационно-емкостные исследования керна Ванкорского месторождения. ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Краснодар, 2005.
6. Комплексное исследование кернового материала из скважины 11 Ванкорского месторождения. ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Краснодар, 2005.
7. Комплексное исследование кернового материала (по дополнительному соглашению №1171-1.2005.1.003). ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Краснодар, 2005.
8. Комплексное исследование кернового материала из скважины 7 Ванкорского месторождения. ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Краснодар, 2005.
9. Комплексное исследование керна из скважины 9 Ванкорского месторождения. ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Краснодар, 2004.
10. Информационный отчет «Совместимость пластовых вод нижнехетской, яковлевской и насоновской свит ванкорской группы

- месторождений. «НК «Роснефть» - научно-технический центр», 2007 г.
11. Газиев Г.Н. Новые методы эксплуатации нефтяных скважин - М., Азернефтеиздат, 1936, 123 с.
 12. Захарченко Н.П., Иванов В.Н. Анализ состояния и повышения эффективности использования добывающего фонда скважин Самотлорского месторождения // Вопросы интенсификации добычи и подготовки нефти Западной Сибири. - Сб. научных трудов СибНИИ НП.-Тюмень, 1982.
 13. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. - М., Гостоптехиздат, 1940г - ч.2
 14. Мак-Кой Ч. Работающий от балансира станка-качалки газовый компрессор полезен в различных промысловых операциях // Нефтегазовые технологии. 2004. №3. С. 44-46.
 15. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть 1. Пер. с англ. - М. Недра, 1980, 375 с. Пер. изд. ВНР, 1975.
 16. Система добычи нефти: пат.на изобретение 2102584 Рос. Федерация: МКИ Е 21 В 43/00 / Р.Б. Фаттахов, Р.З. Сахабутдинов. В.П. Тронов. А.В. Тронов; заявитель и патентообладатель Научно-технический центр экологически чистых технологий "ЭКОТЕХ". - 95121686/03; заявл. 22.12.1995; опубл. 20.01.1998.
 17. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин // Нефть.Газ.Новации. 2017. №12. С.38-45.
 18. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективная система добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2018. №11. С. 49-54.
 19. 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
20. 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
21. Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 #11
22. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
23. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
24. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30)
25. СП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование», разработаны ФГУП "СантехНИИпроект" при участии ФГУП "Центр методологии нормирования и стандартизации в строительстве", приняты и введены в действие с 01.01.2004 г. постановлением госстроя России от 26 июня 2003 г.
26. СП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г. Разработаны ЦНИИпромзданий Госстроя СССР (канд. архит. Л.А.Скроб - руководитель темы, Л.Н.Шерман) с участием Института гигиены труда и профзаболеваний АМН СССР (д-р мед.

- наук Л.А.Серебряный), ВЦНИИОТ ВЦСПС (канд. мед. наук Л.П.Королева). Утверждены постановлением Государственного строительного комитета СССР от 30 декабря 1987 г. N 313.
- 27.СП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г. Разработаны Научно-исследовательским институтом строительной физики (НИИСФ) РААСН, приняты и введены в действие постановлением Госстроя России от 30 июня 2003 г. N 136
- 28.СП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение, ФГБУ "Научно-исследовательский институт строительной физики РААиСН " и ООО "ЦЕРЕРА-ЭКСПЕРТ", Утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 7 ноября 2016 г. N 777/пр и введен в действие с 8 мая 2017 г.
- 29.СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.10.2003 N 155 "О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.8.49-03, утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 26.10.2003) (Зарегистрировано в Минюсте РФ 26.11.2003 N 5282)
- 30.Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
- 31.Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)


32.Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986.
Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

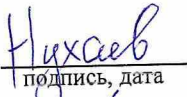


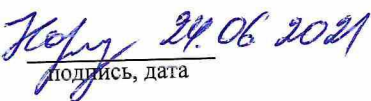
Зав. кафедрой РЭНГМ

 Н.Г. Квеско
«24» «06» 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Технология перезаканчивания скважин для борьбы с прорывами
газа на примере Ванкорского месторождения

Руководитель	 подпись, дата	профессор, канд. техн. наук	М.Т. Нухаев
Выпускник	 подпись, дата		С.А. Панов
Консультант Безопасность и экологичность	 подпись, дата		С.Н. Масаев
Нормоконтролер	 подпись, дата		С. В. Коржова

Красноярск 2021