

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

«_____» _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов прорыва воды и газа при разработке нефтяных оторочек на примере Ванкорского месторождения

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

Выпускник _____ Д.В. Долбич
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 эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Долбич Дмитрию Валерьевичу

Группа ЗНБ16-04Б.

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов прорыва воды и газа при разработке нефтяных оторочек на примере Ванкорского месторождения

Утверждена приказом по университету № 2636/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 газо-нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения;
3. Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов прорыва воды и газа;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

Д.В. Долбич

«____» _____ 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов прорыва воды и газа при разработке нефтяных оторочек на примере Ванкорского месторождения» содержит 84 страницы текстового документа, 33 рисунков, 10 таблиц, 26 использованных источников.

СКВАЖИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ, ПРОМЫСЛОВО ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОФИЛЬ ПРИТОКА, ПРОРЫВ ВОДЫ, ПРОРЫВ ГАЗА, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ИНДИКАТОРЫ ПРИТОКА.

Объектом исследования являются особенности эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

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

Целью настоящих исследований являлся анализ методов проведения исследований в горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения.

В процессе работы проводились поисковые исследования по новым методам исследований и возможностям доставки приборов в горизонтальные скважины.

В работе предложены новые методы исследования горизонтальных добывающих скважин с помощью хромато-десорбционных систем установленных на элементах заканчивания.. Данное решение позволят добывающей компании перейти от исследований горизонтальных скважин к постоянному мониторингу, что несомненно приведет к повышению эффективности разработки месторождения.

Технология позволяет определять интервалы прорыва газа непосредственно на месторождении с помощью мини хроматографа.

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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Геолого-физическая характеристика Ванкорского нефтегазового месторождения	8
1.1 Общие сведения о месторождении	8
1.2 Природно-климатические условия района месторождения.....	11
1.3 Геологическое строение месторождения	14
1.4 Нефтегазоносность	16
1.5 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях	17
1.6 Сведения о запасах углеводородов	20
2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения	22
2.1 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III-VII	23
2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-I.....	27
2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV	30
2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX(нефтяной).....	34
2.5 Объект Дл-I-III	34
3 Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов прорыва воды и газа.....	36
3.1 Промыслово-геофизические исследования	36
3.2 Исследования горизонтальных скважин с помощью хромато-десорбционных систем	48
3.3 Примеры внедрения технологии в России.....	56
3.4 Мониторинг интервалов прорыва воды и газа	61
4 Безопасность и экологичность	65
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов	

при проведении работ	65
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	66
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	67
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	70
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	71
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	73
4.7 Экологичность проекта	74
Заключение	76
Список сокращений	77
Список использованных источников	78

ВВЕДЕНИЕ

За последние несколько лет в мире было пробурено большое количество горизонтальных скважин. Основной задачей горизонтальной скважины является увеличение поверхности контакта с коллектором и, таким образом, повышение ее производительности. Длинная горизонтальная нагнетательная или эксплуатационная скважина обеспечивают большую контактную поверхность с пластом, что приводит к увеличению приемистости скважины или к повышению коэффициента извлечения нефти.

Например, в 2016 году число введенных в эксплуатацию горизонтальных скважин в России достигло 2457 единиц. В 2017 году число горизонтальных скважин, законченных строительством, достигло 2974 единиц (прирост за год составил 21%). Более того, по итогам 2017 года горизонтальные скважины достигли доли 36% от всех эксплуатационных скважин, законченных строительством. Ожидается, что доля горизонтального бурения будет увеличиваться и достигнет уровня 46% от эксплуатационного бурения в 2021-2023 годах в период интенсивного освоения новых месторождений в Восточной Сибири.

При разработке нефтяных месторождений горизонтальными или наклонно-направленными скважинами одной из важнейших задач становится мониторинг распределения притока по стволу скважины. Возможные неравномерности притока связаны, прежде всего, с неоднородностью в распределении фильтрации и емкостным свойствам вдоль ствола скважины, неравномерностью в распределении депрессии, возможной пересыпкой ствола скважины, частичной или полной закупоркой противопесочных фильтров механическими примесями либо глинистым материалом, несовершенным освоением скважин (часть глинистой корки остается на стенке скважины), постепенным засорением пор призабойной зоны, прорывами воды и газа и другими причинами.

Мониторинг профиля притока позволяет выявить причины снижения

эффективности работы скважины, вовремя запланировать и провести соответствующие геолого-технические мероприятия. Также данная информация позволит вовремя обновлять гидродинамические модели разработки месторождения для принятия стратегических решений.

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.

Целью настоящих исследований являлся анализ методов проведения исследований в горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения и поиск новых методов исследования горизонтальных скважин для определения интервалов прорыва воды и газа.

1 Геолого-физическая характеристика Ванкорского нефтегазового месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

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

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на трёх лицензионных участках. Право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка с целью добычи углеводородного сырья и геологического изучения недр Ванкорского месторождения принадлежит ЗАО «Ванкорнефть».

Площадь месторождения (рисунок 1.1) составляет 447км².

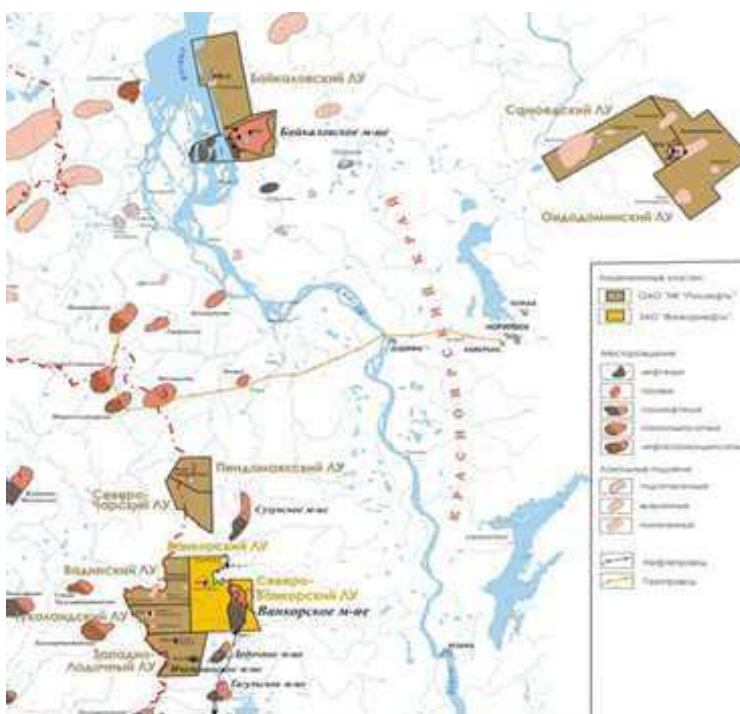


Рисунок 1.1 - Схема лицензионных участков ЗАО «Ванкорнефть»

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

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

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс. т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хеть возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

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

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

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

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

Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озёр в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20-30 см.

При нарушении температурного режима многолетнемёрзлых пород, из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09-0,4 д.ед., у торфяников более 0,4 д.ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 д.ед. и менее относятся к непросадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 д.ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 д.ед. - к сильнопросадочным. Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения». В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения».

Электроснабжение объектов Ванкорского месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

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

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

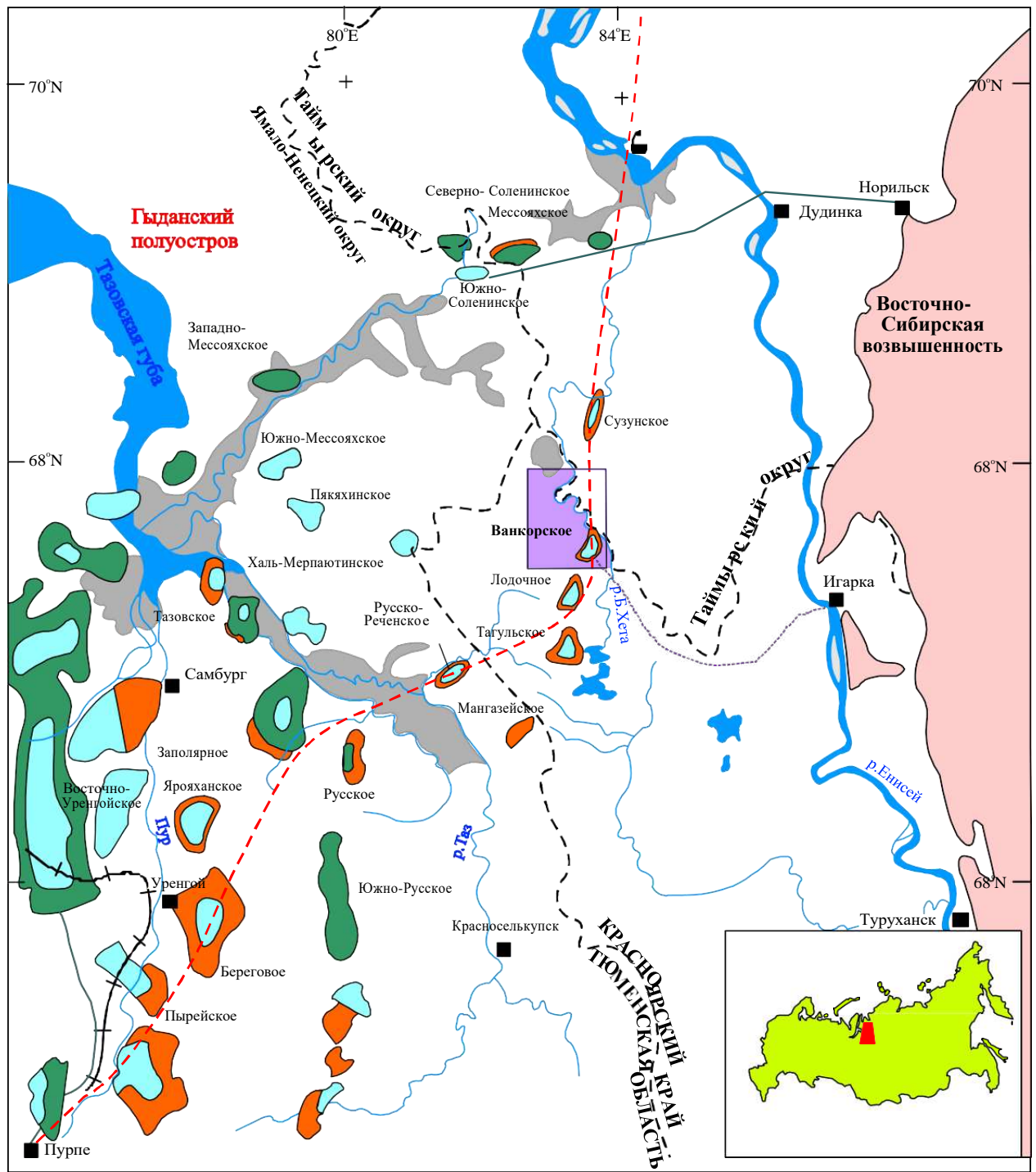
1.2 Природно-климатические условия района месторождения

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 оС. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 оС. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в










середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

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

Гидрографическая сеть (рисунок 1.2) принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Болота		Лицензионная территория СП "Енисейнефть"
	Действующий газопровод		Сухой газ
	Проектируемый нефтепровод		Газовый конденсат
	Железная дорога		Нефть
	Зимняя дорога		

0 100 км

Рисунок 1.2 - Обзорная карта района месторождения

1.3 Геологическое строение месторождения

Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

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

Нижнехетская свита (K1br-v1) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт ИД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K1v1-h) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения).

На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники

серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые.

Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелице под обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K1br-a1), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита (K1a1-a13) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт ИБ. Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K1a13-K2s) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые, кварцполевошпатовые,

нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт IA. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K2t1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K2t2-st) литологически сложена песчаниками и алевритами. Основной состав свиты – алевриты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевриты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты около 310 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K2kr-m) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

1.4 Нефтегазоносность

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на

01.01.2008 г. числятся три газовые залежи - Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи - Сд- IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь - Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-I	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/0,66	0,60	0,30	0,51/0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	250	51	26	480	40	20	240

1.5 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях

Физико-химические свойства пластовых флюидов определялись на основе отбора и анализа глубинных и поверхностных проб. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII, Сд-IX. Свойства пластовых

нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Свойства пластовых нефтей

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	23,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
м ³ /м ³	58,3	186,7	188,8	-
м ³ /т	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при P _{пл} и t _{пл}				
-однократное разгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , г/см ³				
-однократное разгазирование	-	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20 ⁰ С, г/см ³	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , мПа*с	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробамии свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII

относится к тяжелым ($902,3 \text{ кг/м}^3$). Вязкость нефти в пластовых равна $8,9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Нефть относится к средневязким. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от $0,1 \%$ до $0,7 \%$, с выходом фракций до 350°C от 38 до 77% объемных. Технологический шифр нефти – IT2П1. Исследования свободного газа не проводились.

Пласт Сд-IX

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом - с помощью программы FLPROP. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м^3). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет $1,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, что позволяет отнести ее к маловязким. Нефть пласта Сд-IX характеризуется как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около $0,06 \%$, с выходом фракций более 300°C – 67% . Температура начала кипения нефти 117°C . Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м^3 . Технологический шифр нефти - IT1П2.

Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от $9,8 \%$ (НХ-I) до $17,7 \%$ (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (C_6+ – $1,45 \%$), чем газ пласта НХ-III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже ($82,1 \%$), чем в НХ-I ($90,1 \%$). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от $101,2$ (НХ-III-IV) до $108,3 \text{ г/моль}$ (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая ($828,1 - 839,2 \text{ кг/м}^3$). Вязкость нефти в пластовых условиях равна $0,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким. Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые,

малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I).

Пластовая, попутно добываемая вода среднеминерализованная, жесткая, соленая, относится к хлоридно-кальциевому типу. При закачки в пласт через систему ППД необходима дополнительная подготовка пресной воды добываемой из озер и поверхностных вод для уменьшения эффекта несовместимости вод и как следствие выпадения солей в пласте.

1.6 Сведения о запасах углеводородов

Ванкорское месторождение является крупнейшим новым месторождением России. По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Балансовые запасы на конец 2013 года составляли 1 090 772 тыс. т. Извлекаемые 476 011 тыс. т. (таблица 1.3) Литолого – стратиграфический разрез представлен на рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Оценка запасов Ванкорского месторождения

	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (А+В+С ₁)		Добыча нефти		% выработки запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (А+В+С ₁) тыс. т.	Запасы нефти кат.С ₂ (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс.т.	За 2012г. тыс. т.	С начала разработки тыс.т.			
Ванкорское месторождение	К ₁ / Як 1							1 880
	К ₁ / Як 2							4 284
	К ₁ / Як 3-7	621 559	287 160	12 314	43 784	14,58	243 376	13 085
	К ₁ / Сд 9	5 349	1 728	0	5	0,21	1 723	579
	К ₁ / Нх 1	129 557	48 067	1 284	4 037	8,12	44 030	1 675
	К ₁ / Нх 3-4	334 307	139 056	4 713	17 806	12,58	121 250	2 441
		1090772	476 011	18 311	55 632	13,13	410 379	23 044

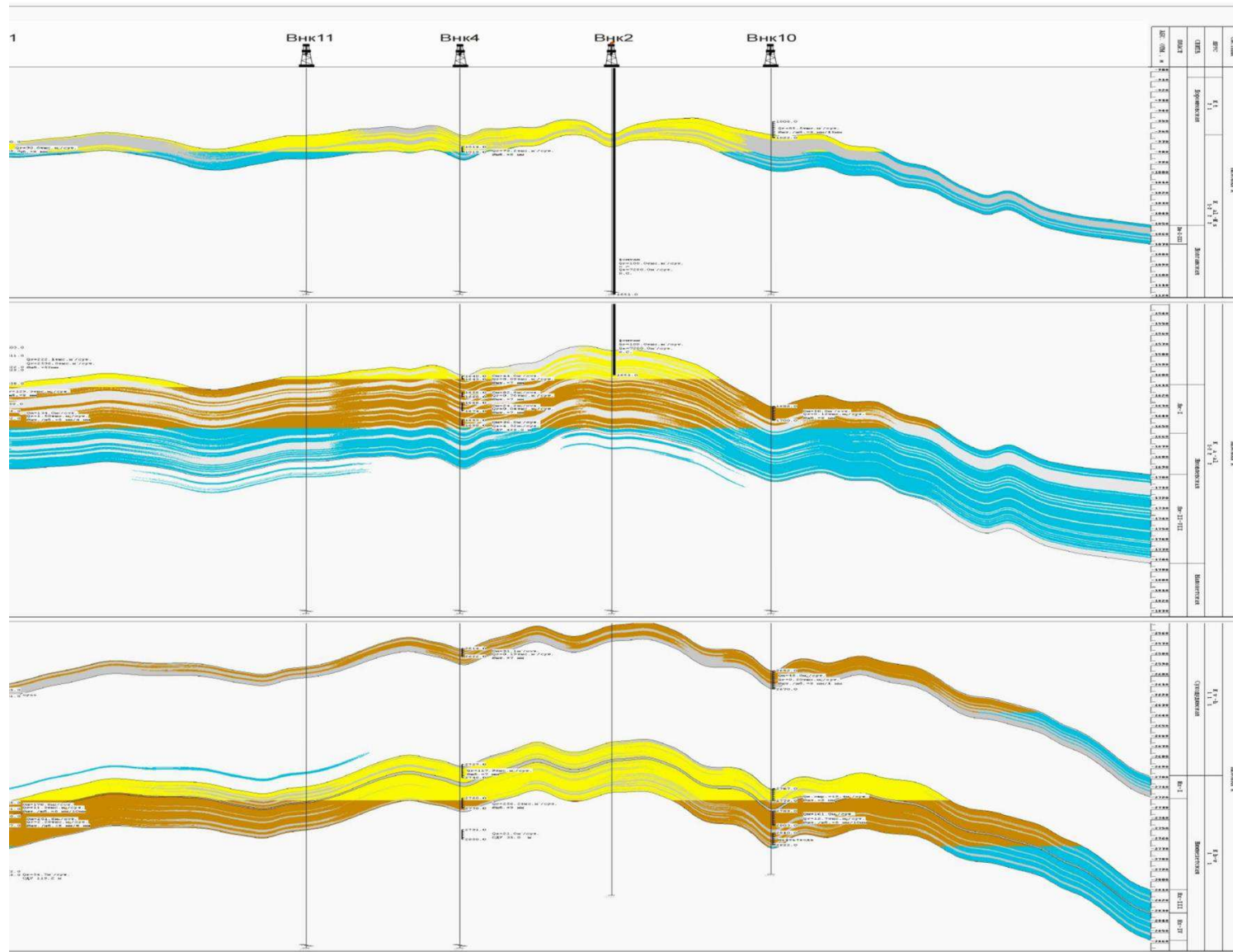


Рисунок 1.3 – Литолого - стратиграфический разрез

2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Основными эксплуатационными объектами Ванкорского месторождения являются: Дл-I-III (газ), Як-III-VII (нефть), Сд-IX (нефть), Нх-I (нефть) и Нх-III-VII (нефть и конденсат).

По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском месторождении пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-III-VII, 82 скважины на Нх-III-IV, 41 скважина – на Нх-I, 22 газовых – Дл-I-III, 172 – нагнетательных (81–Як-III-VII, 54–Нх-III-IV, 37 - Нх-I) и 76 водозаборных.

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

В добывающем фонде находится 400 скважин, из них 380 действующих, бездействующих 5, наблюдательных 14, 1 ликвидированная. Из 380 скважин действующего добывающего фонда 25 работают фонтаном, 355 оборудованы ЭЦН.

В нагнетательном фонде 174 скважины, из них 128 действующих, наблюдательных 1, в отработке на нефть 45.

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная.

В бездействующем и ликвидированном фондах находится 6 скважин или менее 1% от пробуренного фонда.

По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 91 924 тыс.т, жидкости – 133 601 тыс.т, конденсата 1187 тыс.т, газа газовых шапок – 15 314 млн.м³, свободного газа – 2 410 млн.м³.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 104 723 тыс.м³.

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению был достигнут в 2014 г.

За 2014 г. добыча нефти составила 21 517 тыс.т, жидкости – 40 851 тыс.т, конденсата – 490 тыс.т, свободного газа 768 млн.м³, газа газовых шапок – 4 773 млн.м³.

Среднегодовой дебит нефти – 174,4 т/сут, жидкости – 331,1 т/сут (при обводненности продукции – 50%).

В настоящее время в разработке из 8 выделенных объектов находятся 5 объектов: Дл-I-III, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV.

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

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 311 скважин, в т.ч. добывающих 230, нагнетательных 81.

В добывающем фонде находится 244 скважины, из них действующих 237, бездействующих 4, наблюдательных 2, ликвидированных 1.

В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 94%.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 61 926 тыс.т, жидкости – 95 672 тыс.т, газа газовой шапки – 8 674 млн.м³.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 20,6% при текущей обводненности – 51,7%. При этом текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 61,9%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 80 818 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 51%.

Текущее пластовое давление равно 13 МПа при начальном пластовом давлении 15,9 МПа и давлении насыщения – 15,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 14 425 тыс.т, жидкости – 29869 тыс.т, газа газовой шапки – 2 012 млн.м³.

Среднегодовой дебит нефти – 186,7 т/сут, жидкости – 408,9 т/сут.

Схема размещения скважин – в южной и центральной частях залежи предусматривается совмещенная блочно-квадратная и трехрядная сетки горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м и длиной горизонтального участка добывающих скважин 1000 м; по северной части залежи происходит уплотнение ячейки до 1400 м при длине ствола 700 м. Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения (рисунок 2.1).

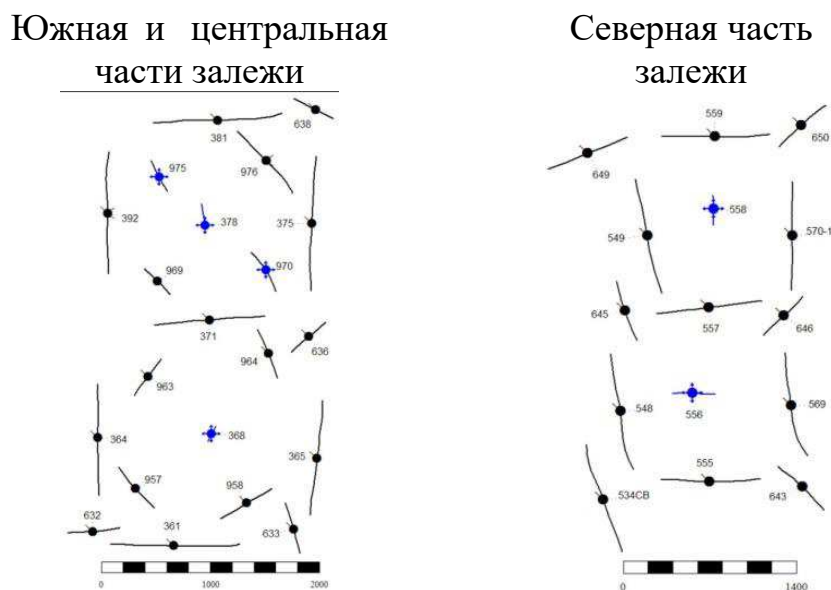


Рисунок 2.1 - Схема размещения скважин пласта Як-III-VII

Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительной неоднородности ФЕС, а также высокой расчлененности.

Кроме этого, исходя из особенности распространения глин, пласт делится на две условные области - северную и южную. Несмотря на близкие значения расчленённости, в северной части пропластки глин характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также более явному выделению изолированных друг от друга линз коллектора (рисунок 2.2 и рисунок 2.3).

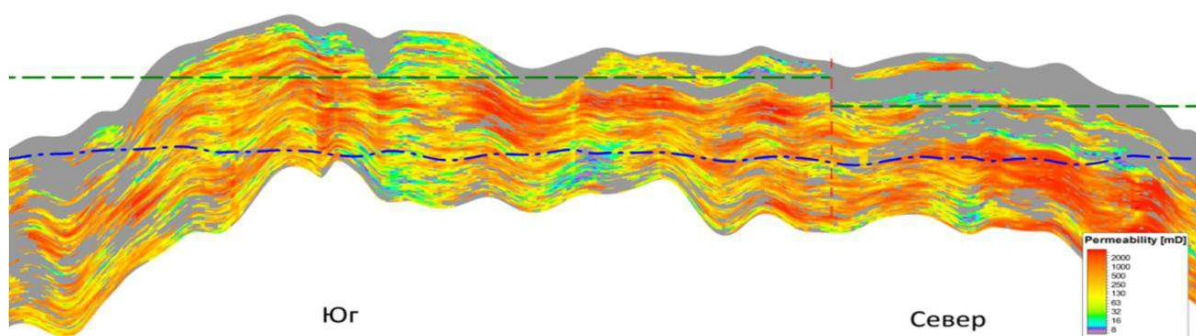


Рисунок 2.2 - Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта Як-III-VII

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

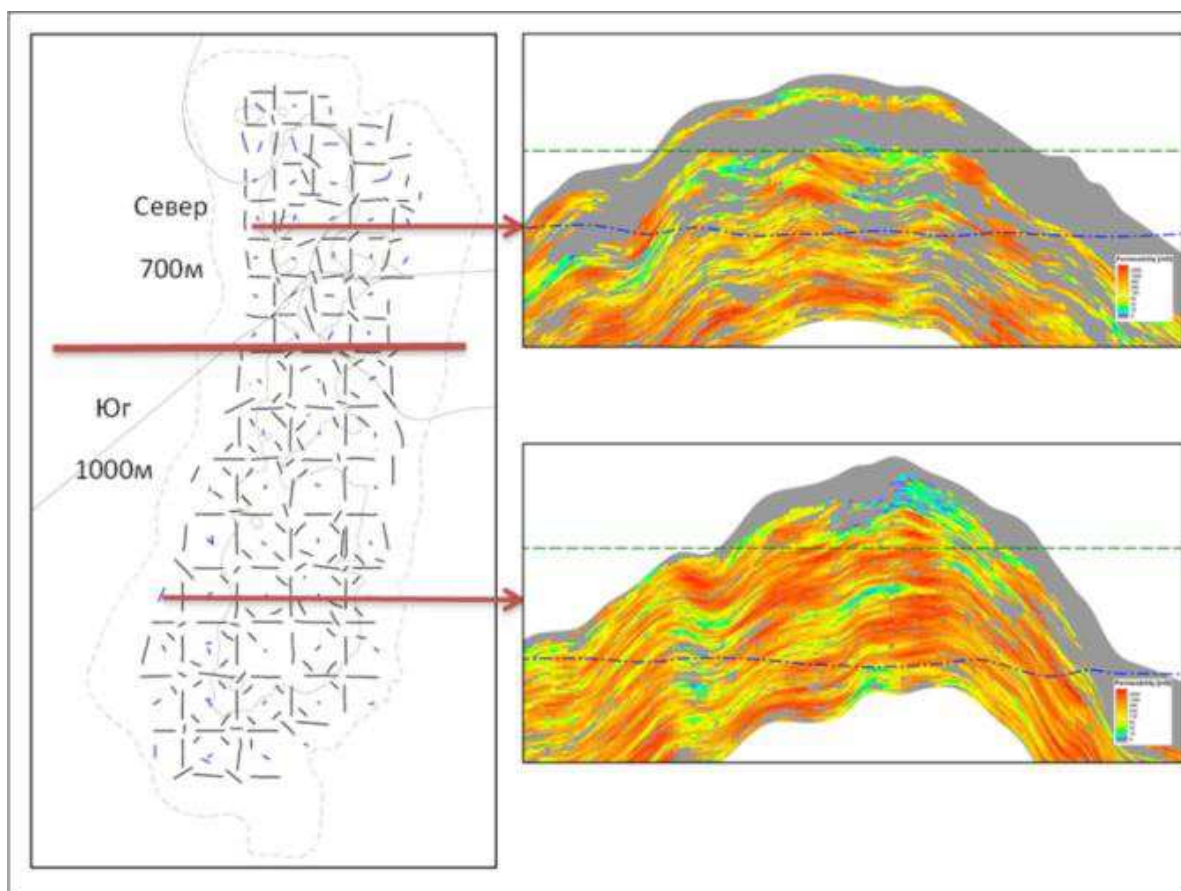


Рисунок 2.3 - Особенности распределения литологии и выделение двух зон пласта Як-III-VII

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

Газонапорный режим (расширение ГШ) – заметное влияние оказывал только в начале разработки, до формирования системы ППД, на данный момент влияние невелико;

Упругий водонапорный режим – оказывает заметную поддержку пластового давления за счет больших объемов воды в аквифере;

Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий наибольший вклад в процесс разработки, на данный момент составляет 55 % от всей энергии пласта;

Режим растворенного газа – по причине заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения составляет вторую по величине долю пластовой энергии.

На рисунке 2.4 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

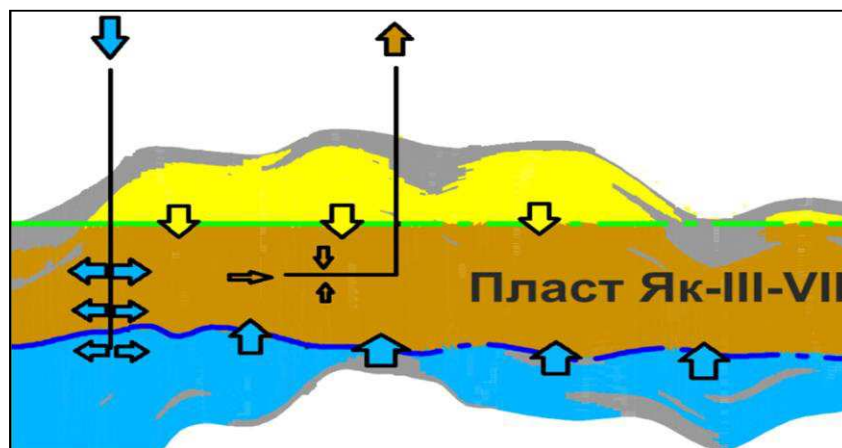


Рисунок 2.4 - Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

Одним из потенциально негативных эффектов при данном типе разработки может являться опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (если давление в ГШ окажется ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной

нефти в газонасыщенную зону, что приведет к потере извлекаемых запасов за счет появления остаточной нефтенасыщенности в области ГШ. Таким образом, необходимо контролировать положение контактов и не допускать миграции подвижной нефти в ГШ. В случае перемещения ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант ограничения притока газа в добывающие скважины либо вариант барьерного заводнения.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ.

Прямая оценка количества газа разгазирования, попавшего в ГШ, или добытого в скважинах невозможна, так как по составу газ разгазирования и газ газовой шапки близки друг к другу. Таким образом, невозможно поскважинно разбить попутный добываемый газ на газ разгазирования и газ газовой шапки используя прямые методы оценки. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания.

2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-І

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 78 скважин, в т.ч. добывающих 41, нагнетательных 37.

В добывающем фонде находится 52 скважины, из них 51 действующая, 1 наблюдательная.

В нагнетательном фонде 37 скважин, 26 под закачкой воды, 11 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 78,8 %.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 5 677 тыс.т, жидкости – 6748 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 11,4 % при текущей обводненности – 30,2%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 4 502 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 33 %.

Текущее пластовое давление равно 19 МПа при начальном пластовом давлении 25,9 МПа и давлении насыщения – 23,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918.9 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут.

Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м.

Геологические особенности влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные.

Верхняя часть пласта представляет сложный баровый комплекс, выклинивающийся в северной части месторождения. Здесь выделяются 3 фации (подошвенная часть бара, склоновая часть бара и осевая часть бара), характеризующиеся сильной проницаемостной неоднородностью и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве пласта.

Необходимо также отметить нижний интервал пласта, представляющий собой фацию мелководного шельфа, которая выделяется по всему пласту Нх-І. Данный пропласток обладает крайне низкими ФЕС (проницаемость менее 1 мД) и его разработка крайне затруднена (рисунок 2.5).

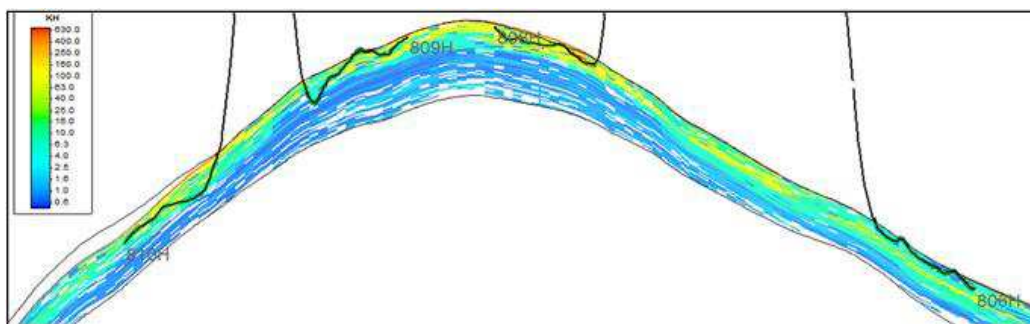


Рисунок 2.5 - Разрез по проницаемости – выделение низкопроницаемой зоны Нх-І

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

Жесткий водонапорный режим – режим разработки реализуемый по мере реализации системы ППД;

Режим растворенного газа – данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта из-за низкого уровня компенсации ввиду отработки нагнетательных скважин на нефть. На рисунке 2.6 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

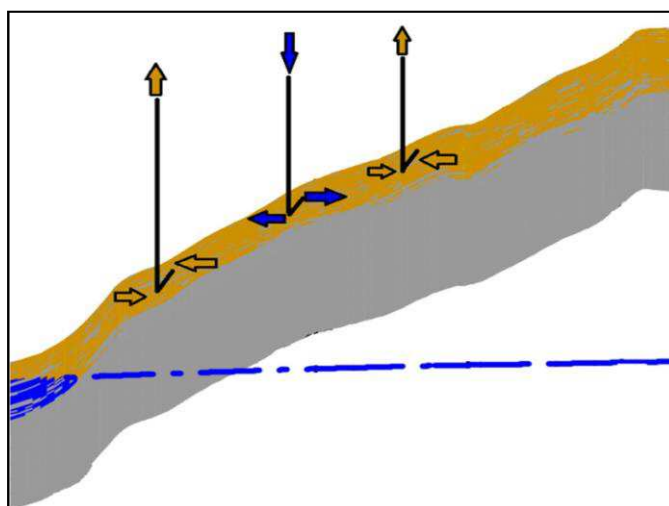


Рисунок 2.6 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-І

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является прорыв воды от нагнетательных скважин, следовательно, необходимо

контролировать давления и профили закачки во избежание образования неравномерного фронта вытеснения и преждевременного роста обводненности.

Так как начальное пластовое давление близко к давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в купольную зону пласта. С учетом крайне малого объема газовой шапки можно считать весь добываемый попутный газ – газом разгазирования.

2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 136 скважин, в т.ч. добывающих 82, нагнетательных 54.

В добывающем фонде находится 102 скважины, из них 90 действующих, 1 бездействующая, наблюдательных 11.

В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 1 наблюдательная, 20 в отработке на нефть. Проектный фонд реализован на 93%.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 24 301 тыс.т, жидкости – 31144 тыс.т, конденсата – 1187тыс.т, газа газовой шапки – 6 640 млн.м³.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 18,1% при текущей обводненности – 36,5%, текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 12,6 %, текущий отбор конденсата от НИЗ – 17,5%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 19 404тыс.м³, газа – 1 895 млн. м³, накопленная компенсация отборов составила 32 %.

Текущее пластовое давление на уровне 21 МПа при начальном пластовом давлении 26,3 МПа и давлении насыщения – 26,3 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 5 741 тыс.т, жидкости – 9042 тыс.т,

газа газовой шапки – 2 762 млн.м³, конденсата 490 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 185 т/сут, жидкости – 299,4 т/сут.

Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами и скважинами 1000м в южной подгазовой зоне пласта; блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м по северной части залежи.

Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные.

В интервале пласта можно выделить 3 основных пропластка сильно отличающихся по ФЕС:

Нх-III – верхний интервал пласта, крайне низкая проницаемость (2 мД)
Суперколлектор (СК) – очень высокая проницаемость (более 400 мД),

центральный интервал пласта, за счет высокой проницаемости данный пропласток вносит наибольший вклад в текущую добычу нефти с объекта.

Нх-IV – нижний интервал пласта, сравнительно невысокая проницаемость (25 мД), на севере залежи полностью водонасыщен. Запасы нефти в данном пропласте находятся в южной и центральной подгазовой зоне пласта.

Разрезы по проницаемости для разных участков пласта представлены на рисунке 2.7.

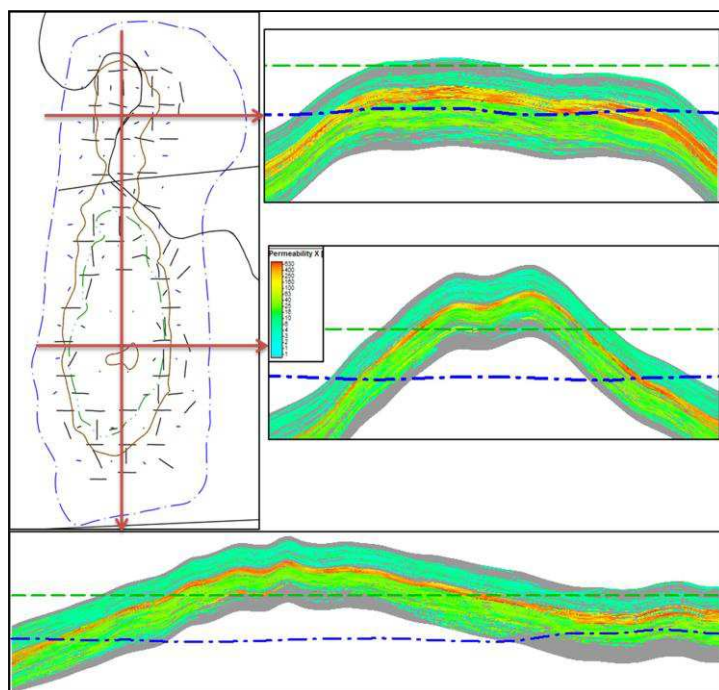


Рисунок 2.7 - Разрез по проницаемости – особенности геологического строения пласта Нх-III-IV

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

Газонапорный режим (расширение ГШ) – оказывает значительное влияние на процесс разработки, один из основных источников пластовой энергии;

Упругий водонапорный режим – оказывает слабую поддержку пластового давления по краям залежи;

Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий значительный вклад в процесс разработки, на данный момент система ПЖД сформирована не до конца, ожидается перевод из отработки в нагнетание скважин внутриконтурного заводнения;

Режим растворенного газа – по причине снижения пластового давления ниже давления насыщения также составляет значительную часть пластовой энергии.

На рисунке 2.8 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

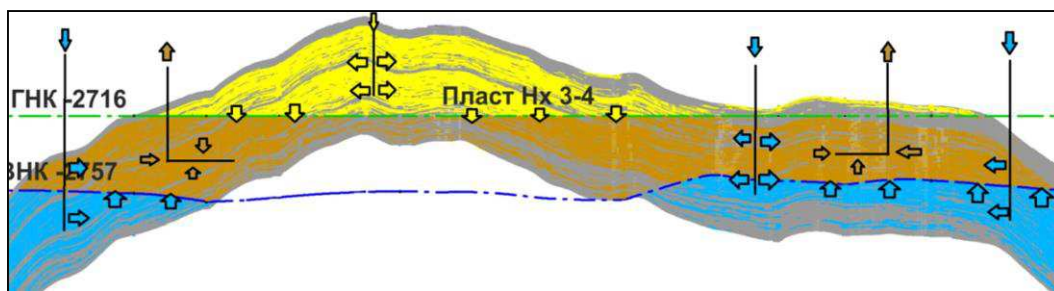


Рисунок 2.8 - Принципиальная схема разработки объекта Нк-III-IV

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (давление в ГШ оказывается ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что ведет к потере извлекаемых запасов. Также, учитывая наличие суперколлектора, вероятны быстрые прорывы краевой воды и газа в добывающие скважины вскрывающие СК.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ. Однако на севере залежи возможно образование техногенной ГШ в процессе снижения пластового давления в силу особенностей структуры пласта.

Прямая оценка количества газа разгазирования попавшего в ГШ или добытого в скважинах невозможна. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания

Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК в наблюдательных и вводимых из бурения скважинах. В случае значительной разницы давления между ГШ и нефтенасыщенной зоной и перемещением ГНК

вверх, необходимо рассмотреть вариант увеличения объемов закачки рабочего агента в ГШ либо применение барьерного заводнения.

На данный момент прямые замеры давления в ГШ возможны в области газонагнетательных скважин, по результатам проведенных замеров наблюдается рост давления в газовой шапке (на 01.06.2014 по сравнению с моментом начала закачки газа) с 215 до 225 атм.

2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX (нефтяной)

Объект введен в разработку в 2013 г.

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурены 2 добывающие скважины.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 19,2 тыс.т, жидкости – 36,6 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 0,8 % при текущей обводненности – 48,8%.

За 2014 г. добыча нефти составила 10,9 тыс.т, жидкости – 21,3 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти – 16 т/сут, жидкости – 30,3 т/сут

2.5 Объект Дл-І-Ш

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная.

По состоянию на 01.01.2015 г. из газового объекта Дл-І-Ш добыто 2 410 млн. м³. свободного газа, обор от НГЗ – 4,5 %. Текущее пластовое давление – 9,1 МПа при начальном пластовом давлении 9,6 МПа.

За 2014 г. из объекта добыли 768 млн. м³ свободного газа при среднесуточном дебите свободного газа 109,4 тыс. м³/сут.

Данный объект используется в качестве регулятора поставок газа в

Единую систему газоснабжения России ОАО «Газпром». Годовые отборы свободного газа определяются в зависимости от добычи растворенного газа нефтяных объектов разработки Як-III-VII, Нх-I, Сд-IX и Нх-III-IV, технологическими потребностями объектов подготовки и энергетики, закачки газа в пласт Нх-III-IV.

На Ванкорском месторождении по состоянию на 01.01.15 ведётся добыча нефти на четырёх объектах разработки: Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV. Основным способом эксплуатации скважин пласта Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV является ЭЦН (99%, 98% и 76% от действующего фонда объекта соответственно). Доля фонтанирующих скважин по пласту Нх-III-IV снизилась с 77% с конца 2012 года до 24% на начало 2015 года.

3 Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов прорыва воды и газа

Проектом разработки Ванкорского месторождения предусматривается бурение 468 скважин на продуктивные горизонты Як-III-VII, Нх I, Нх-III-IV, Дл-I-II, Сд-IX, в том числе:

- добывающих - 215,
- газовых - 14,
- нагнетательных - 150,
- газонагнетательных - 6,
- водозаборных – 73,
- наблюдательных - 10.

В таблице 3.1 представлено количество скважин по объектам разработки.

Таблица 3.1 – Назначение и количество скважин Ванкорского месторождения

№ п/п	Показатели	Залежь				
		Як-III-VII	НХ-I	НХ-III-IV	Дл-I-II	Сд-IX
1	Количество добывающих скважин, шт	94	65	49	-	7
2	Количество нагнетательных скважин, шт	40	62	48	-	-
3	Количество добывающих скважин с горизонтальным окончанием, шт	94	65	49	-	7
4	Количество нагнетательных скважин с горизонтальным окончанием, шт	-	62	-	-	-
5	Количество добывающих наклоннонаправленных газовых скважин, шт	-	-	-	14	-
6	Количество добывающих скважин, шт	108	0	60	-	-

3.1 Промыслово-геофизические исследования

Промыслово-Геофизические Исследования скважин (ПГИ) – комплексные исследования, проводимые с целью оценки профиля притока/приемистости или технического состояния скважин, в том числе и при многофазных потоках. Результатом интерпретации данных с датчиков скважинного прибора являются скорость и объемное содержание каждого из компонентов флюида в любой точке исследуемого интервала скважины [1, 2, 3].

Промыслово-геофизические методы являются одним из основных видов контроля за разработкой месторождений. Они включают все виды исследований, выполняемые в скважинах с использованием аппаратуры на каротажном кабеле или аппаратурой модульного типа, показания которой регистрируются каротажной станцией (рисунок 3.1).

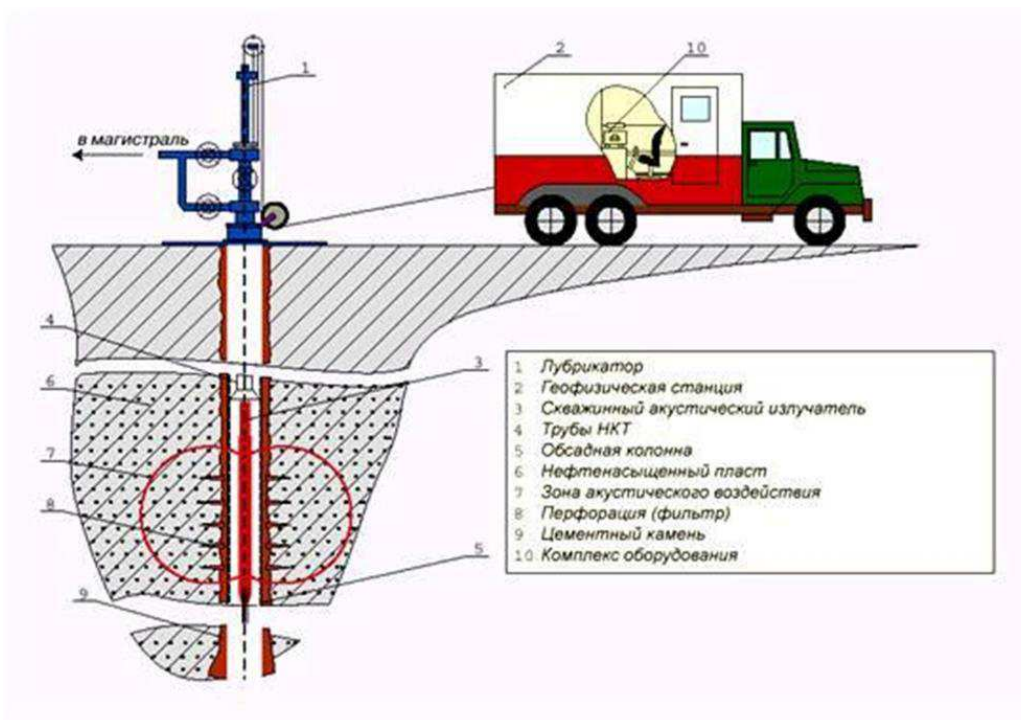


Рисунок 3.1 - Проведение ПГИ в скважинах

Решение задач промыслово-геофизического контроля за разработкой месторождения осуществляется путем комплексной интерпретации результатов исследований всех методов с помощью современных методических и технических средств, с привлечением материалов по соседним скважинам и промысловых данных.

Главной целью промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой является: определение интервалов притока и приемистости в добывающих и нагнетательных скважинах; выявление обводнившихся зон, интервалов заколонных циркуляций, источников обводнения и притока газа, мест негерметичности элементов конструкции скважин.

Традиционные промысловые геофизические исследования горизонтальных скважин имеют ряд сложностей, связанных в первую очередь со следующими факторами:

- разнообразием способов заканчивания ГС (на данный момент в России внедряются различные системы заканчивания горизонтальных скважин, в том числе с противопесочными фильтрами, заколонными пакерами, муфтами ГРП, пассивными устройствами контроля притока, автономными устройствами контроля притока, сдвижными муфтами и другие);

- разнообразием форм траекторий ствола и гравитационным расслоением многофазных потоков в горизонтальном стволе (наличие искривлений по траектории может привести к образованию застойных зон и гидрозатворов, а расслоенное течение многофазных потоков существенно усложняет интерпретацию данных промысловых геофизических исследований);

- сложностью доставки приборов ГИС на забой горизонтальных скважин;

- особыми требованиями к скважинной аппаратуре (для промысловых геофизических исследований горизонтальных скважин требуются специальные приборы ПГИ, такие как модульные системы с распределенными по периметру датчиками состава газа и расхода, либо специальная аппаратура с вертикальным расположением комплекса датчиков);

- сервисные компании, специализирующиеся на средствах доставки приборов ПГИ (в виду высокого риска проведения работ на горизонтальных скважинах с МГРП), закладывают в стоимость услуг дополнительную страховку по возможной утере прибора, что значительно увеличивает стоимость работ ПГИ;

использование механизированной добычи. Данный фактор является одним из самых значительных с точки зрения ограничения проведения ПГИ в горизонтальных скважинах. В случае использования УЭЦН необходимо предусмотреть байпасную систему в компоновке внутрискважинного оборудования, что снижает размер и производительность насосной установки (соответственно количество таких скважин незначительно). Сервисные работы с

каротажным прибором и пробками для байпасной системы также несут дополнительные риски.

Использование промыслового каротажа, для точного определения профиля притока нефти, газа и воды, очень важно для разработки оптимальной стратегии добычи и планирования ремонтных работ в скважине. Но в наклонных и горизонтальных скважинах обычные приборы промыслового каротажа дают неудовлетворительные результаты, из-за того что приборы были разработаны для записи данных в вертикальных скважинах или скважинах с малым углом наклона. Режимы потока в скважинных условиях могут быть очень сложны и включать в себя расслоенный режим, пузырьковый режим и рециркуляцию. Расслаивание, небольшие изменения наклона скважины и режим течения будут влиять на профиль потока. Проблемы с каротажом возникают когда обычные приборы спускаются в наклонные скважины где встречается эффект рециркуляции тяжелой фазы или расслоенный поток фаз с разными скоростями (рисунок 3.2).

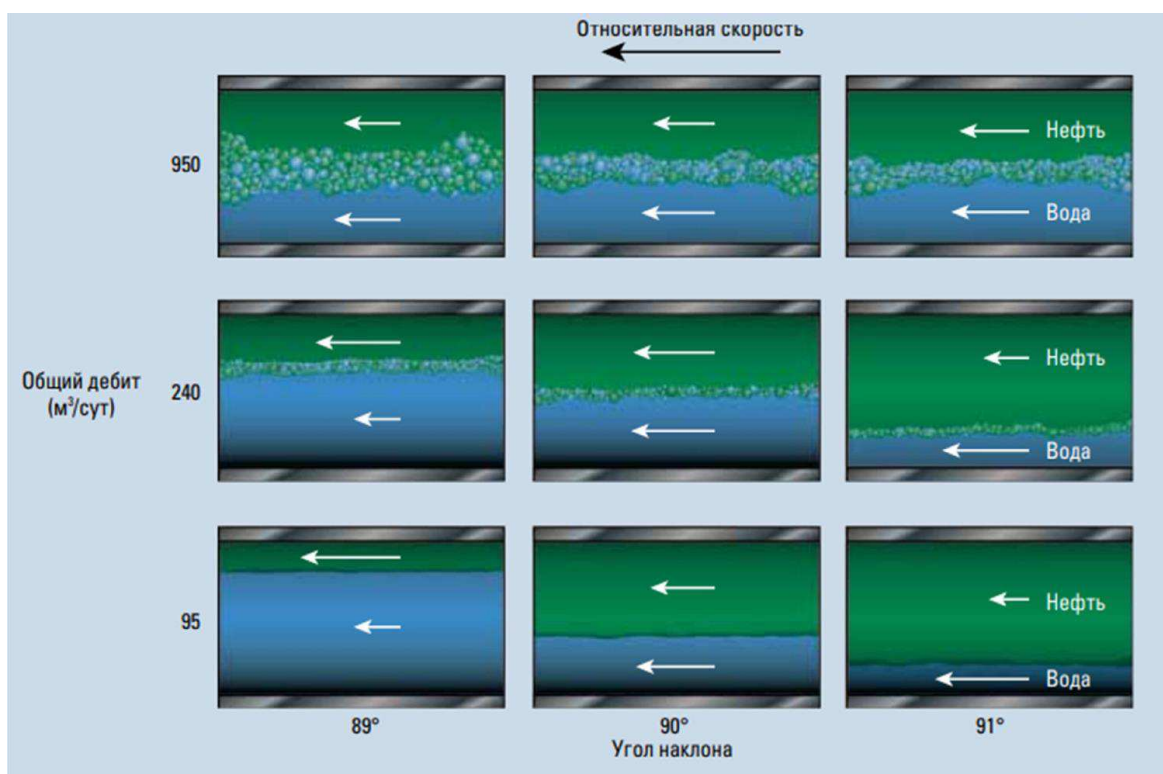


Рисунок 3.2 - Опыты в экспериментальной установке при течении флюидов горизонтальной скважине

Опыты в экспериментальной установке также показали неэффективность

обычных приборов промышленного каротажа в многофазовых потоках. Замеры, сделанные в центре ствола скважины, недостаточны для определения характеристик сложного потока так как его свойства значительно меняются вдоль вертикальной оси ствола скважины. Сенсоры обычных приборов распределены в компоновке на большом удалении друг от друга, что делает анализ сложных режимов течения еще более затруднительным.

Подрядчиками по производству ПГИ на скважинах Ванкорского НКГМ являлись компании ОАО «БНГФ»[4], ОАО «БВТ»[5] и «Schlumberger»[6].

Задействованы следующие типы промышленно-геофизической аппаратуры:

- АГАТ-КГ-42-6В;
- СОВА;
- FloScan Imager (FSI).

Скважинная аппаратура АГАТ-КГ-42-6В разработана для исследования горизонтальных стволов нефтегазовых скважин (рисунок 3.3)

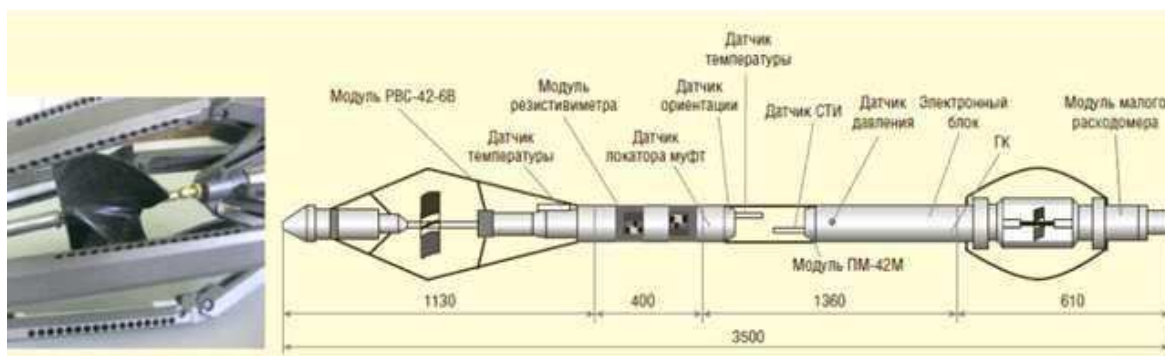


Рисунок 3.3 - Прибор АГАТ-42-КГ-6В

Прибор содержит в своем составе следующий набор датчиков:

- ГК, ЛМ;
- термометр;
- манометр;
- СТИ;
- модуль РГД большого диаметра;
- высокочувствительный модуль РГД малого диаметра;
- резистивиметр;
- влагомер.

Модуль объемной влагометрии 6 датчиков влагомера, распределенных по периметру прибора на выносных кронштейнах. Прибор оснащен двумя пружинными центраторами.

Аналогичный набор датчиков имеет аппаратный комплекс СОВА, за исключением объемной влагометрии (рисунок 3.4 и рисунок 3.5).



Рисунок 3.4 - Модуль влагомера прибора СОВА

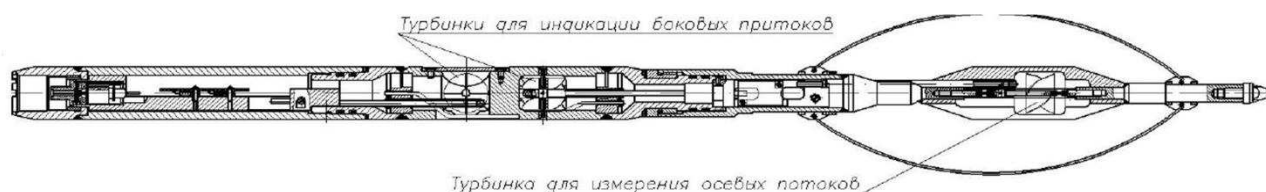


Рисунок 3.5 - Модуль расходомера прибора СОВА

Прибор FloScan Imager (FSI) (рисунок 3.6) создан для оценки сложного многофазного потока в горизонтальных скважинах и скважина с углом отклонения от вертикали более 30°. Он состоит из двух выдвижных лап с датчиками, расположенными в вертикальной плоскости сечения ствола скважины. на одной лапе располагаются 5 механических расходомеров, которые измеряют профиль скорости течения флюида, а на другой две группы из 6 электрических и 6 оптических датчиков, определяющих фазовое содержание воды и газа в скважинном потоке.

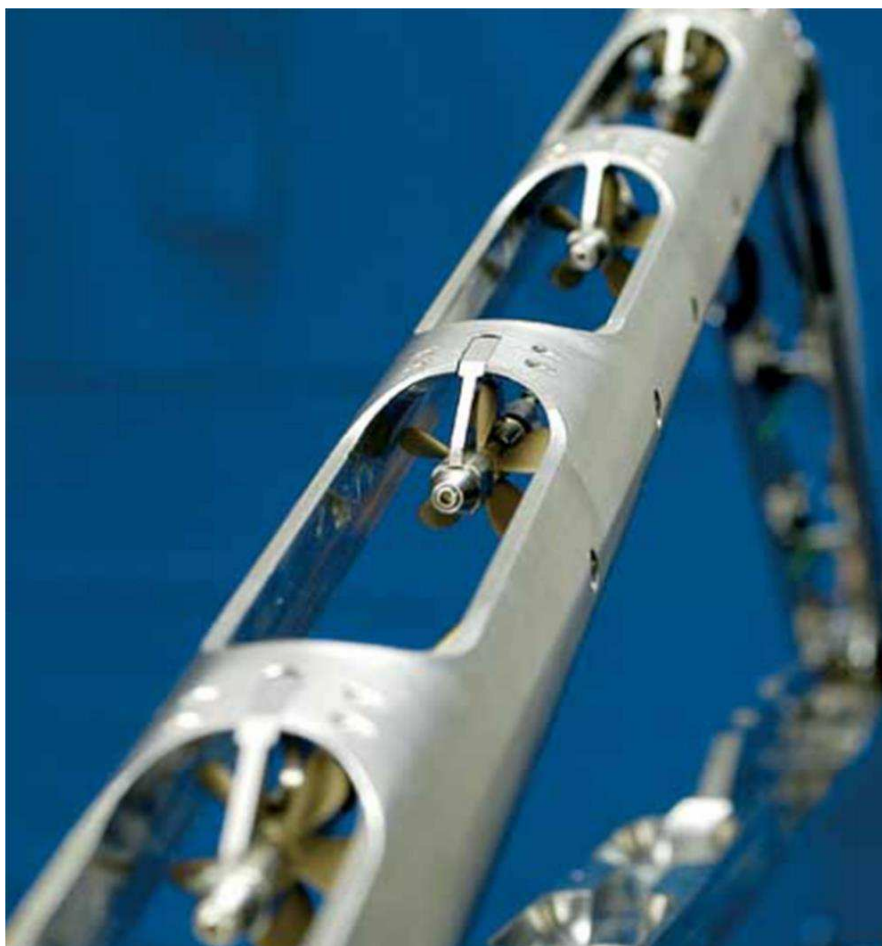


Рисунок 3.6 - Прибор FloScan Imager

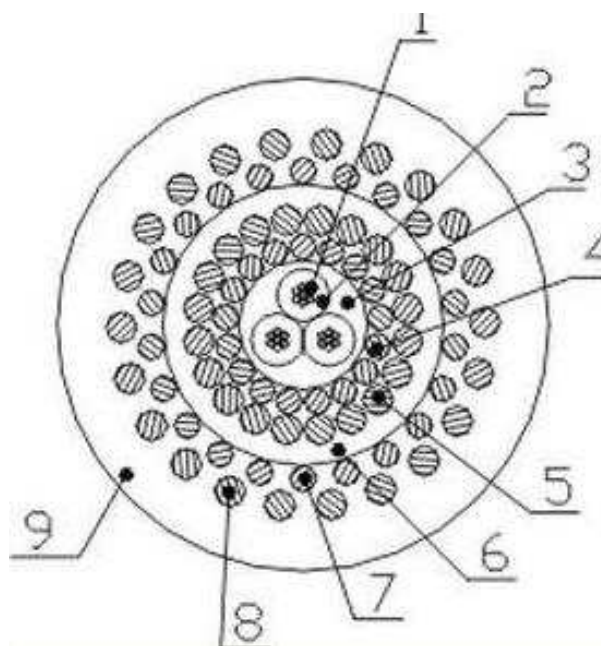
Прибор Flow Scanner был специально разработан для записи данных промышленного каротажа в горизонтальных скважинах и в скважинах с большим углом наклона. С одной стороны лапы раскрываемого каверномера расположены четыре миниатюрных расходомера для замера профиля скорости флюида. С другой стороны лапы каверномера установлены в ряд пять электрических и пять оптических датчиков для замера процентного содержания воды и газа, соответственно. Дополнительно в корпусе прибора установлены пятый миниатюрный расходомер и шестая пара электрического и оптического датчиков для определения свойств потока в нижней части трубы. Все замеры датчиками производятся одновременно на одной глубине. Во время записи прибор Flow Scanner децентрирован, корпус прибора находится в нижней части колонны, а каверномер раскрыт по вертикальной оси ствола скважины. Каверномер позволяет замерять внутренний диаметр колонны, который используется для вычисления площади потока и, соответственно, для расчета фазовых дебитов.

Прибор имеет внешний диаметр 42.9 мм (1.69 дюймов) и может спускаться в скважины диаметром от 73 мм до 228.6 мм на ГНКТ, кабеле или тяговой системе. Малая длина прибора, 4.9 метра, делает его идеальным для спуска в скважины с большой интенсивностью набора угла. Когда требуется еще более короткая компоновка, можно убрать гидравлическую секцию длинныметра, которая используется для сканирования и закрытия лапы каверномера. Прибор может работать при температуре до 150 градусов Цельсия и давлении до 1020 атмосфер.

На забой геофизические приборы могут быть доставлены несколькими способами:

- Жесткий” кабель;
- Буровой инструмент / НКТ;
- Комплекс “Латераль”;
- ГНКТ;
- Трактор.

На рисунке 3.7 представлена конструкция жесткого кабеля.



1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция; 3 – сердечник; 4 – 1-й повив брони; 5 – 2-й повив брони; 6 – оболочка; 7 – 3-й повив брони; 8 – 4-й повив брони; 9 – оболочка

Рисунок 3.7 - Конструкция жесткого кабеля

К преимуществам данного способа доставки можно отнести точную привязку, сокращенное время исследования, исследования в реальном времени. К недостаткам следует отнести ограничение по длине горизонтального участка

На рисунке 3.8 представлен комплекс “Латераль” для доставки приборов ПГИ в горизонтальные скважины

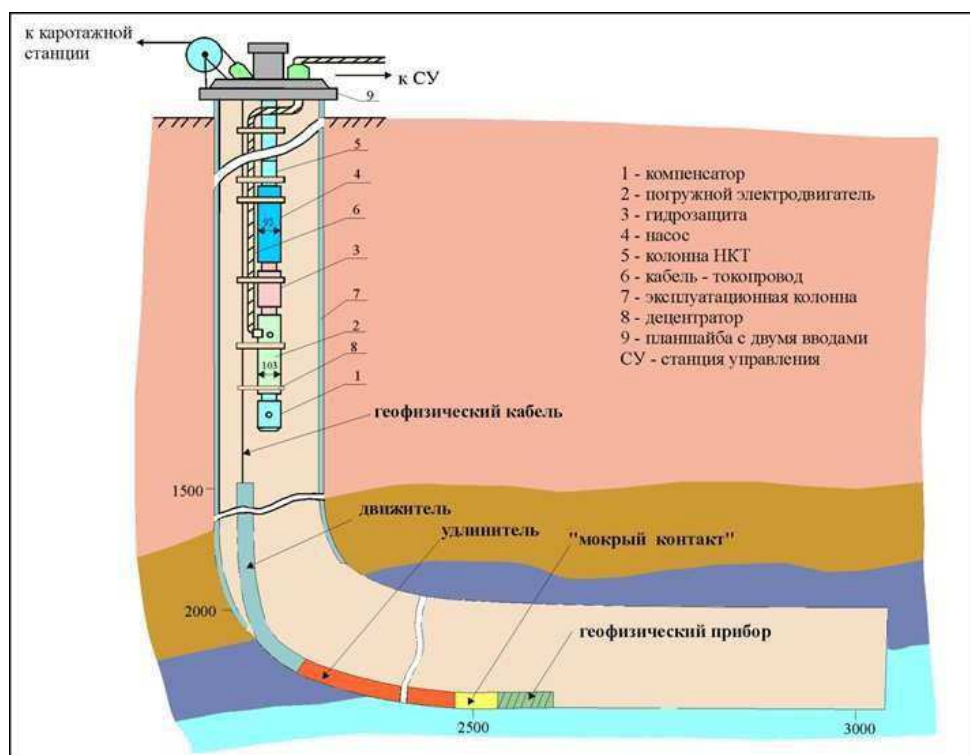


Рисунок 3.8 - Комплекс Латераль для доставки приборов ПГИ в горизонтальные скважины

По данным компании Газпром Нефть у данного комплекса также существуют ограничение по длине доставки приборов ПГИ в горизонтальные скважины. После ряда опытных работ, было показано, что средняя проходка составляет порядка 416 метров в горизонтальной части скважины (рисунок 3.9).

Обзор текущего состояния в области геофизических исследований горизонтальных скважин



✓ Средняя проходка «Латераль» по горизонтальному участку:
по 5 скважинам (Газпромнефть-ННГ) – 416 м



1Г - 100% - 409 м
2Г - 68% - 753 м

Скважина	Куст	Месторождение	Дата исследования	Результативность (И-формальность)	Длина проходки по горизонтальному участку	% от общей длины горизонтального участка	Способ доставки	Подрядчик
1	Г	А	12-14.11.2010 г.	Сложность определения переломки из-за перекрытия колонной фильтра	544	70	Латераль	"КогалымНефтеГеоФизика"
2	Г	В	8-10.06.2009 г.	Задача по определению источника обводнения и притока ответа не дала	409	100	Латераль	"КогалымНефтеГеоФизика"
3	Г	С	авг. сент. 2010 г.	Проходка с затянками по хвостовку, обрыв кабеля, превышение нагрузки 7 т., нарушение работоспособности прибора, замыкания нет	375	96	Латераль	"КогалымНефтеГеоФизика"
4	Г	Д	08.2009 г.	Затяжки при спуске нагрузки из-за затяжек превышения. Низкое качество подготовки сна. Основной приток получен с глубины текущего забоя	753	68	Латераль	"КогалымНефтеГеоФизика"
5	Р	Е	12.2010 г.	Исследование на проводимости	94	31	Латераль	"КогалымНефтеГеоФизика"

Рисунок 3.9 - Результаты работы комплекса «Латераль»

Одним из самых распространенных способов доставки приборов ПГИ в горизонтальные скважины является использование скважинного трактора (рисунок 3.10). Это стандартный и дешевый метод, который не требует применения дополнительного оборудования. Вместе с тем существует ряд ограничений на его использование, в числе которых внутренний диаметр байпасной трубы, максимальное тяговое усилие, ограничение по максимальному искривлению ствола скважины и низкая скорость каротажа при спуске в скважину.



Рисунок 3.10 - Скважинный трактор

Еще один способ подразумевает использование установки ГНКТ (рисунок 3.11).

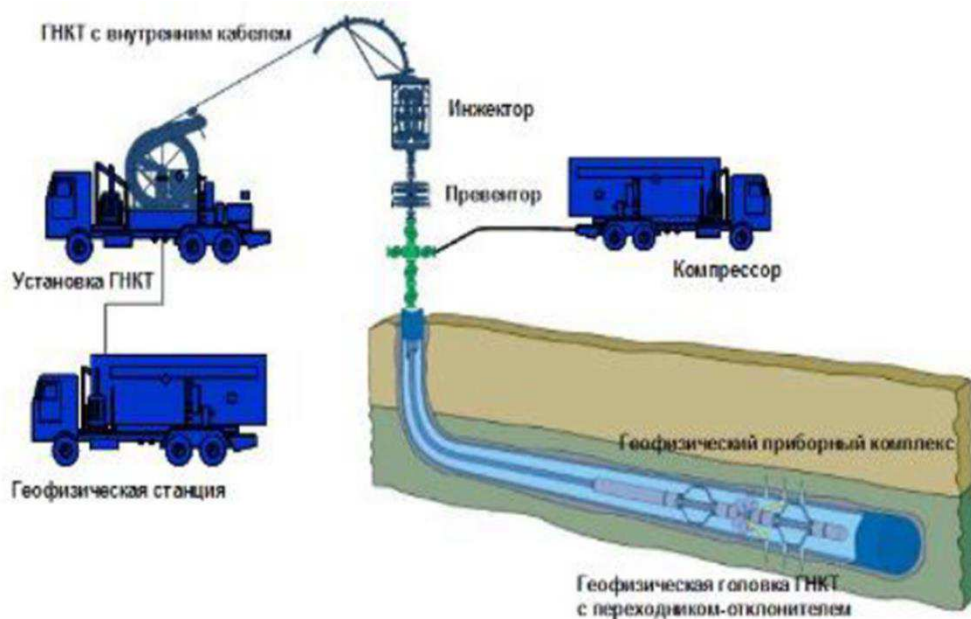


Рисунок 3.11 – Установка ГНКТ

Его основные преимущества – отсутствие ограничений по диаметру байпасной линии и максимальному искривлению ствола скважины. При использовании ГНКТ параллельно можно проводить другие операции, например кислотную обработку, закачку азота и др.

Говоря о недостатках, стоит отметить, что это более дорогой метод, применение которого требует больше времени на подготовку операций и предусматривает проведение более детальной проработки компоновки внутрискважинного оборудования. Также колтубинг может создавать эффект свабирования и вызывать нестабильность потока.

Доставка приборов на забой скважин Ванкорского месторождения осуществлялась с помощью ГНКТ и скважинного трактора WellТес [7].

За период с 1 января 2012 г. по 1 января 2013 г. на Ванкорском НГКМ проведено 96 промыслово-геофизических исследований, по 48 на депрессии и репрессии (рисунок 3.12).

По материалам промыслово-геофизических исследований построены статистические гистограммы расчётных коэффициентов работающих толщин и охвата воздействием. Дальнейшее описание выполненного комплекса

промыслово-геофизических исследований скважин приведено отдельно для фонда добывающих и нагнетательных скважин. На рисунке 3.13 представлено количество ПГИ на депрессии за 2012 год.

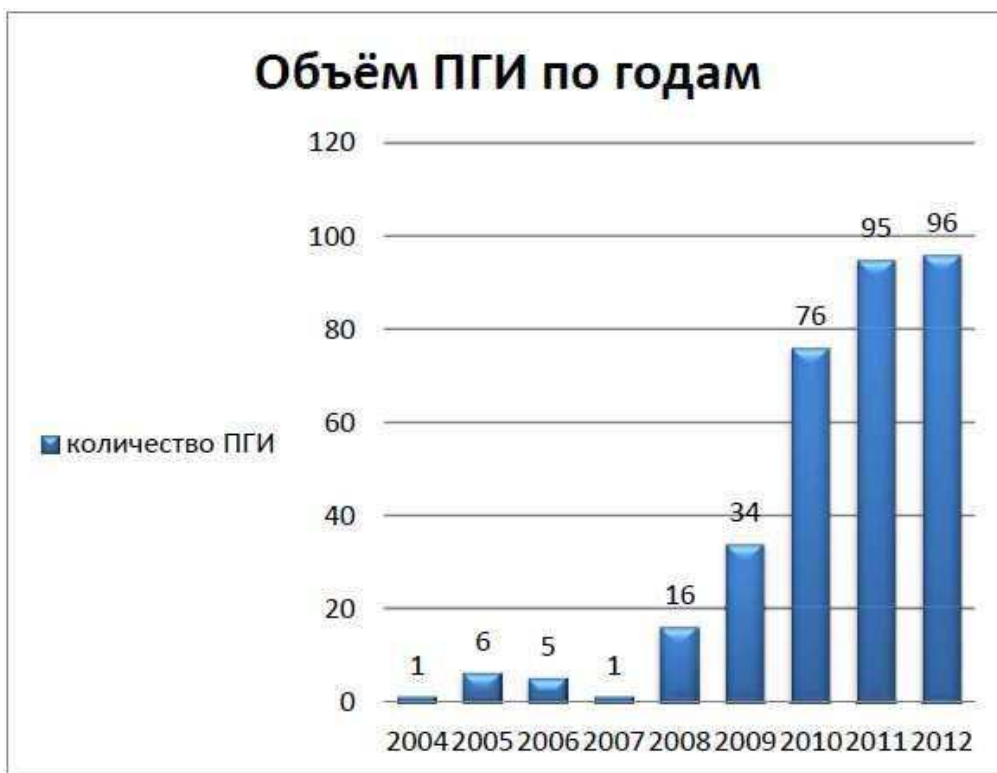


Рисунок 3.12 - Распределение промыслово-геофизических исследований, проведенных на Ванкорском месторождении по годам



Рисунок 3.13 - Количество ПГИ на депрессии, проведенных за период 01.01.2012 – 01.01.2013 гг.

3.2 Исследования горизонтальных скважин с помощью хромато-десорбционных систем

Большинство вопросов связанных с исследованиями горизонтальных скважин может быть решено с помощью технологии стационарных химических маркеров-трассеров (хромато-десорбционных систем), установленных в элементы закачивания.

Данная технология предполагает установку специальных полимерных матриц с вшитыми в них анализитами в каждую зону скважины на оборудовании закачивания. При этом возможно использовать данную технологию с любой системой закачивания от всех возможных производителей оборудования, начиная от шаровых компоновок и скользящих муфт и заканчивая разрывными муфтами или системами МГРП с перфорациями. На рисунке 3.14 представлена муфта ГРП с двух сторон окруженная вентилируемыми снаружи патрубками с предустановленными маркерами. На рисунке 3.15 показан вышеописанный патрубок, приготовленный для монтажа полимерных матриц.

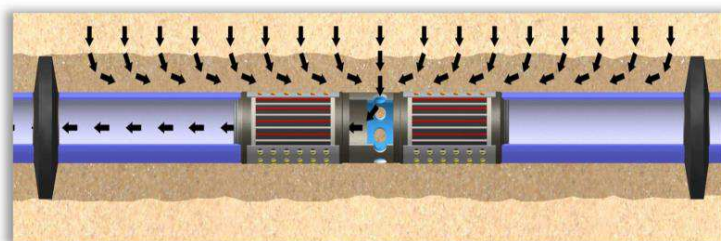


Рисунок 3.14 - Схема расположения индикаторов притока для компоновки МГРП



Рисунок 3.15 - Установка полимерных матриц с индикаторами притока в патрубок

Технология хромато-десорбционных систем разработана для непрерывной работы с целевым пластовым флюидом (нефтью, водой или газом) в течении достаточно длинного периода времени продолжительностью до пяти лет. Для анализа работы каждого интервала, разработано достаточно большое количество уникальных подписей для "интеллектуальных" химических аналитов. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг работы горизонтальной скважины с большим количеством зон.

Проведение исследования скважин выглядит следующим образом. После спуска оборудования закачивания с предустановленными аналитами, скважину ставят на освоение и дальнейшую эксплуатацию. При контакте с целевым флюидом (водой или нефтью), полимерные матрицы начинают выделять аналиты, которые выносятся потоком пластового флюида. При этом скорость выделения аналитов постоянна и не зависит от расхода флюида. Производится отбор проб по индивидуально подобранной программе исследования. Взятые пробы отправляются в лабораторию, где проводится их анализ на содержание аналитов. По результатам анализа проб и последующей интерпретации, пишется отчет по работе горизонтальной скважины. На каждом этапе работы скважины, отличаются цели работ по исследованию скважины и программа отбора проб. Например, на этапе освоения скважины после, отбор проб проводится с минимальным интервалом 30 мин и постепенным увеличением до 6-12 часов в течение 2-3 суток. Анализ данных проб позволяет качественно оценить эффективность очистки ствола скважины и работу каждого из интервалов скважины. Данная методология позволяет сразу же после освоения скважины подтвердить работу всех зон скважины или наоборот определить интервалы, из которых нет притока.

На рисунке 3.16 представлен пример оценки притока для скважины МГРП с 15 зонами. В качестве системы заканчивания для данной скважины была использована шаровая компоновка с 14 портами и одной разрывной муфтой. После спуска компоновки МГРП и проведения работ ГРП, скважина сразу же была переведена в освоение. Во время притока только 3 из 14 шаров

были выловлены на поверхности. Вследствие большого количества шаров, оставшихся в скважине, одним из решений могло бы стать разбуривание “потенциально застрявших шаров в седлах” с помощью фрезы на ГНКТ. Данный подход влечет за собой не только дополнительные расходы, но и значительные риски по загрязнению интервалов ГРП продуктами разбуривания шаров и посадочных седел. В каждом интервале данной скважины были установлены аналиты притока на нефть. Во время освоения скважины (2 марта) были проведены работы по отбору проб. После анализа проб в лаборатории, заказчику было предоставлено заключение о том, что все интервалы работают, а также дано качественное распределение притока по интервалам. В период с 9 марта по 19 мая были проведены дополнительные отборы проб для подтверждения работы интервалов и было принято окончательное решение об отсутствии необходимости разбуривания. Таким образом, установка индикаторов притока в данной скважине с МГРП позволило быстрее запустить скважину в работу и избежать дорогостоящих и высокорискованных операций на скважине.

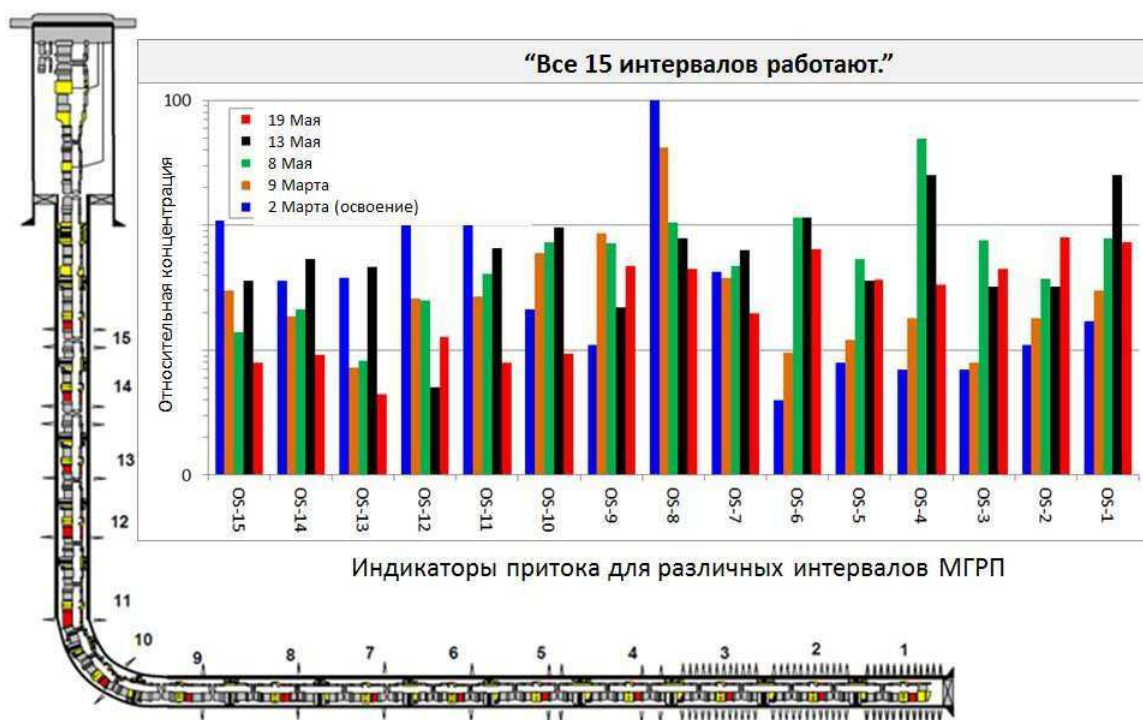


Рисунок 3.16 - Подтверждение работы интервалов с помощью ХДС для шаровой компоновки МГРП

Другой пример получения важной информации во время освоения горизонтальной скважины после проведения ГРП представлен на рисунке 3.17. Скважина с 8 зонами закончена компоновкой со сдвижными муфтами. После проведения гидроразрыва и запуска скважины в эксплуатацию были проведены отборы проб и анализ в лаборатории на наличие аналитов с каждого интервала. Анализ показал, что зоны 1 (носок скважины), а также зоны 6,7,8 (пятка скважины) дают стабильный приток из пласта, а зоны 2,3,4 и 5 показали резкое снижение концентрации трассеров до нулевого уровня. Было сделано предположение, что сдвижные муфты в данных интервалах закрылись во время вызова притока и освоения скважины. Заказчиком было принято решение провести промыслово-геофизические исследования данной скважины для подтверждения или опровержения вышеописанных выводов, сделанных на основе анализа проб скважинного флюида на наличие индикаторов притока. Заканчивание скважины сдвижными муфтами позволяет проводить подобные исследования, так как имеет место полнопроходной внутренний диаметр хвостовика МГРП. В качестве способа доставки приборов ПГИ в данную скважину выступал скважинный трактор. Во время проведения промыслово-геофизических исследований на кабеле с помощью скважинного трактора, выводы сделанные на основе анализа интеллектуальных маркеров были полностью подтверждены: наличие притока из интервалов 8,7,6, а также отсутствие притока из интервалов 5,4,3. При дохождении трактора с приборов ПГИ до сдвижной муфты в зоне 2, произошел зацеп оборудования, что не позволило проводить дальнейшие работы на скважине. После нескольких неудачных попыток поднять оборудование, был привлечен второй скважинный трактор для подъема оборудования. В итоге часть оборудования все же осталась в скважине. В данном случае индикаторы притока позволили во время освоения выявить неработающие интервалы и сделать выводы о возможных причинах. Все это было затем подтверждено традиционными методами исследования скважин, но с потерей оборудования и дополнительными затратами и рисками на проведение всех сопутствующих работ.



Рисунок 3.17 - Определение неработающих интервалов во время освоения скважины для закачивания со сдвижными муфтами

В случаях, когда требуется получить количественный анализ притока каждого интервала, необходимо произвести остановку скважины на 6-12 часов. Данная остановка необходима для того, чтобы в статическом режиме (при закрытой скважине) посредством постоянной диффузии при контакте с целевым флюидом (нефть и вода) в окрестности установки полимерных матриц сформировалось «облако» высокой концентрации аналитов. При возобновлении добычи (открытии скважины) «облака» трассеров вымываются притоком флюида из пласта, а затем потоком в трубе транспортируются к устью скважины, где происходит отбор проб. Для данного вида исследования, отбор проб проводится с интервалом в 5...120 мин в течение 1-2 суток. Изменяя интервал времени (или объем), требуемые для вымывания индикаторного материала из каждой секции скважины (скорость падения кривой концентрации индикаторов для каждого интервала), и сопоставляя параметры модели пласта с фактическими данными по добыче, можно получить количественную оценку притока для каждого интервала МГРП (рисунок 3.18).

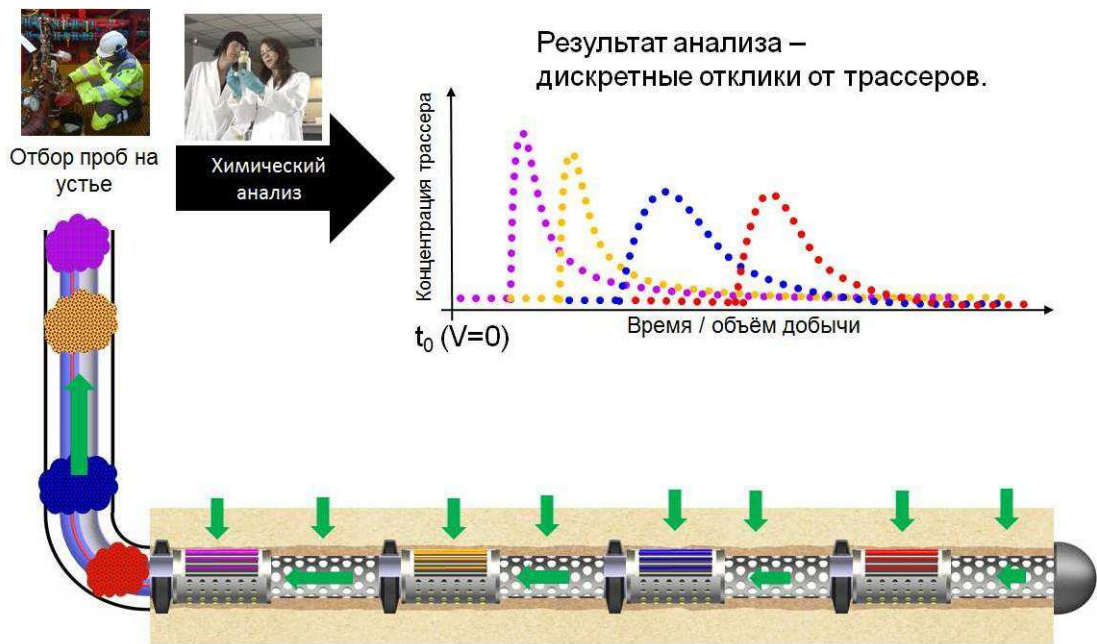


Рисунок 3.18 - Количественная оценка притока по интервалам скважины

Дополнительным применением интеллектуальных индикаторов притока (установленных на элементах закачивания) для мониторинга горизонтальных скважин с МГРП является определение интервалов прорыва воды или газа. Для этого наряду с индикаторами на нефть в каждую зону МГРП устанавливаются индикаторы на воду или газ. Молекулы, зашитые в полимерные матрицы, находятся в спящем режиме и активируются только при контакте с водой или газом. В процессе эксплуатации скважины идет периодический отбор проб скважинного флюида (1 раз в неделю). При росте обводнённости до определенных значений или перед принятием решения о проведении КРС на скважине для изоляции интервалов водопритока или газопритока, накопившийся объем проб отсылается в лабораторию, где проводится соответствующий анализ. В качестве заключения заказчику предоставляется динамика прорыва воды или газа по каждому интервалу за весь период отбора проб. Данная методология позволяет принять решение о проведении последующих геолого-технических мероприятий на скважине без проведения промыслово-геофизических исследований. Данный аспект является достаточно перспективным в связи с внедрением большого количества компоновок МГРП

со сдвижными муфтами, которые позволяют отсечь обводнившиеся интервалы или интервалы прорывов газа с использованием ГНКТ и специального ключа. Еще одним неоспоримым преимуществом данной системы постоянного мониторинга является возможность наблюдать за продуктивностью каждого интервала МГРП во времени на протяжении нескольких лет. Это дает возможность отслеживать динамику изменения продуктивности каждой зоны и принимать обоснованное решение о повторном ГРП для определенного интервала.

Данная технология мониторинга с помощью хромато-десорбционных систем может устанавливаться в различные системы закачивания скважин (фильтра, УКП, АУКП) (рисунок 3.19).



Рисунок 3.19 – Установка маркеров притока в системы заканчивания

В случае использования хромато-десорбционных систем с противопесочными фильтрами, полимерные матрицы устанавливаются в фильтроэлементы для сетчатых фильтров или между направляющими для проволочных фильтров. В случае закачивания с муфтами МГРП или устройствами контроля притока, возможна установка полимерных матриц с

индикаторами притока на патрубки либо в сами устройства контроля притока. Затем данные патрубки возможно установить в определенные интервалы вместе с другими элементами закачивания скважины в зависимости от геологических условий, распределения фильтрационно-емкостных свойств и траектории скважины.

Ниже приведены задачи мониторинга для нефтяных скважин Ванкорского месторождения, которые возможно решать с помощью вышеописанной технологии:

- Анализ переходных процессов
- Мониторинг очистки скважины;
- Расчет притока нефти, поступающего в различные интервалы;
- Зональная интерференция / переток;
- Мониторинг герметичности пакеров;

Анализ установившегося режима

- Определение прорыва воды и газа;
- Длительный мониторинг нефти и воды;
- Фиксация интервалов прорыва газа.

Для достижения вышеуказанных целей, требуется разработать стратегию мониторинга с технологией притока индикатора, которая будет оптимально применяться для осуществления вышеуказанных задач мониторинга. Стратегия мониторинга включает в себя:

- Разработку и производство уникальных систем индикации нефти и воды и газа.
- Установку системы индикации в носители трассеров, разработку плана размещения трассеров
- Обеспечение программы отбора проб для различных режимов нефтедобычи
- Проведение анализа образцов и интерпретация потока в горизонтальной скважине в течение периода эксплуатации систем индикации

3.3 Примеры внедрения технологии в России

Технология постоянно мониторинга с помощью индикаторов притока была с успехом внедрена на нескольких месторождениях в России.

Внедрение индикаторов притока на месторождении им Ю.Корчагина (НК Лукойл)

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в российской мелководной части Северного Каспия и открыто в 2000г первой поисковой скважиной, где продуктивность пород подтверждена в широком стратиграфическом диапазоне от средней юры до палеогеновых отложений. Нефтегазоконденсатная залежь терригенных отложений неокомского надъяруса является основным объектом разработки и обеспечивает основную добычу на месторождении. Объект представляет собой нефтяную оторочку малой мощности (~20м) с массивной газовой шапкой (~100м) и подстилающей подошвенной водой. Положение газонефтяного контакта коллектора неокомского яруса имеет отметку (- 1517,2 м), а водонефтяного контакта (- 1537,1 м). Продуктивная толща нефтяной оторочки имеет значительные газо- и водонефтяные переходные зоны и характеризуется неоднородностью по фильтрационным свойствам.

Пилотная скважина для внедрения системы интеллектуальных маркеров была завершена строительством в октябре 2014. Длина горизонтального участка данной скважины превысила 4000 метров. Нижнее заканчивание скважины представляет собой составной хвостовик из труб диаметров 168 мм и 139 мм. Каждая труба представляет собой противопесочный фильтр с проволочной обмоткой, в который интегрировано автономное устройство контроля притока. После того как были интерпретированы данные каротажа во время бурения, группа инженеров отдела разработки определила места для установки разбухающих заколонных пакеров (16 интервалов разделенные пакерами), а также восьми интервалов для установки интеллектуальных

маркеров в нижнем заканчивании для данной пилотной скважины.

Полимерные стержни были установлены в каналы, ограниченные ребрами, расположенными между внешним диаметром трубы и внутренним диаметром фильтроэлемента.

Системы интеллектуальных маркеров были названы OS 1-8 для нефти и WSC 1- 8 для воды для контроля зоны от «пятки» до «носки» пилотной скважины. Это в свою очередь означает, что остальные восемь интервалов были оставлены без системы мониторинга, являясь «слепыми зонами». Таким образом, стратегия использования системы маркеров определила размещение каждой системы в отдельном интервале на участке заканчивания с хорошими коллекторскими свойствами, приблизительно в 5м от ГНК. Кроме того, «слепые зоны», чередующиеся с контролируруемыми зонами, также находились в коллекторе с аналогичными ФЕС.

В процессе проведения исследований данной пилотной скважины были осуществлены 4 основные компании по отбору проб и последующему анализу, включая анализ качества освоения скважины, количественную оценку притока и определение интервалов прорыва воды (таблица 3.2).

Таблица 3.2 - Этапы проведения исследований

№	Сроки проведения	Вид и цели исследований
1	декабрь 2014г.	Качество освоения скважины. Количественная оценка притока
2	январь 2016г.	Качественная оценка производительности зон на различных депрессиях. Количественная оценка притока
3	2015-2016гг.	Определение интервалов прорывов воды
4	август 2016г.	Количественная оценка притока

Внедрение интеллектуальных маркеров на пилотной скважине месторождения им. Юрия Корчагина позволило решить широкий круг задач традиционного ПГИ без его проведения [8]:

- оценка эффективности освоения скважины;
- мониторинг изменение продуктивности интервалов с течением времени;
- локализация интервалов прорыва воды и газа;

– количественная оценка распределения притока по интервалам.

Внедрение системы интеллектуальных маркеров на Северо-Комсомольском месторождении (НК Роснефть)

При разработке пласта ПК1 Северо-Комсомольского месторождения основными сложностями являются:

– слабосцементированный песчаник (обильный вынос механических примесей);

– близость ГНК и ВНК совместно с высокими значениями вязкости нефти в пластовых условиях приводит к преждевременным прорывам газа и воды при использовании стандартных технологий заканчивания.

В 2015 году был реализован пилотный проект по строительству 2-х протяжённых горизонтальных скважин (“скважина А” и “скважина Б”). Для решения вышеперечисленных проблем было принято решение по опробованию новых технологий заканчивания для данных горизонтальных скважин.

Для “скважины А” и “скважины Б”, всего 6 трассерных систем на нефть и 6 трассерных систем на воду, были установлены в специальные носители-патрубки размером 127 мм (как показано на рисунке 3.20), между глухой трубой и перфорированным кожухом. Носитель трассера открыт внешнему потоку в затрубном пространстве.



Рисунок 3.20 - Установка полимерных матриц с интеллектуальными индикаторами притока в носители с перфорированным кожухом

Использование технологии химических интеллектуальных индикаторов притока позволило оценить эффективность различных систем заканчивания для двух пилотных скважин Северо-Комсомольского месторождения основываясь на следующих критериях: очистка ствола горизонтальной скважины во время освоения и степени равномерности притока по длине скважины во время добычи. Все вышеперечисленное удалось сделать без проведения работ ПГИ в условиях автономного месторождения Крайнего Севера.

По результатам анализа был сделан вывод о неравномерной очистке ствола одной из скважин, законченной противопесочными фильтрами и автономными УКП. Исследования с помощью индикаторов притока также позволили оценить эффективность работы клапанов автономного УКП по предотвращению раннего прорыва газа для данной скважины. Вторая скважина, законченная гравийной набивкой с АУКП, наоборот показала лучшую очистку при освоении в области носка горизонтальной скважины. Используя данные исследований с помощью интеллектуальных индикаторов притока, удалось построить численный профиль притока для каждой из скважин. Разработанная и представленная методология позволила сравнить работу двух соседних пилотных скважин и выбрать наиболее подходящую для условий Северо- Комсомольского месторождения [9].

Внедрение системы интеллектуальных маркеров на Приразломном месторождении (НК Газпром нефть шельф)

Приразломное нефтяное месторождение – первое месторождение, введённое в эксплуатацию на шельфе Арктики. Оно расположено на шельфе Печорского моря в 55 км к северу от материка. Месторождение открыто в 1989 году. Глубина моря в пределах месторождения не превышает 19-20 метров. На месторождении в период 1989-1994 г.г. пробурено 5 разведочных скважин, из которых 4 вскрыли продуктивные отложения, а одна была ликвидирована по техническим причинам. Выявленная нефтяная залежь – массивно-пластового типа, тектонически экранированная.

В условиях Приразломного месторождения выполнение периодических промысловых исследований на кабеле ограничено по причине ведения буровых работ на платформе. Проведение промыслово-геофизических работ во время бурения невозможно. Кроме того, для выполнения таких исследований в качестве средства доставки геофизических приборов необходимо использование внутрискважинных тракторов. В случае использования для доставки приборов на забой скважины тракторных тяговых систем существенно увеличивается длина внутрискважинной сборки, достигающей порядка 40 м. При этом и в случае использования ГНКТ и внутрискважинного трактора требуется установка в скважине разветвителя типа Y-tool на НКТ для проведения исследования, так как все добывающие скважины Приразломного месторождения эксплуатируются с помощью УЭЦН. Также при проведении исследований ПГИ через Y-tool требуется специальные дополнительные операции, связанные с открытием и закрытием проходного канала, что влечет за собой не только дополнительное время на данную операцию, но и дополнительные риски. Таким образом, проведение промыслово-геофизических исследований на добывающих скважинах Приразломного месторождения имеет ряд технологических ограничений и достаточно высокие риски проведения работ.

Для добывающих скважин Приразломного месторождения основными целями исследования и мониторинга работы являются оценка качества освоения скважины, оценка профиля притока и его изменение во времени, а также определение интервалов прорыва воды. Альтернативой проведению высокорискованных работ ПГИ в горизонтальных добывающих скважинах (в условиях эксплуатации скважин Приразломного месторождения) является технология химических индикаторов притока, устанавливаемых на элементах заканчивания скважин.

По результатам проведения работ на горизонтальных скважинах с УКП на Приразломном месторождении были получены следующие результаты [10].

Во время освоения скважины получены трассерные отклики со всех

интервалов, при этом удалось оценить качество очистки каждого интервала скважины, а также количественно оценить профиль притока вдоль коллектора. Для количественной оценки притока флюида по зонам была применена модель «Flushout» – модель вымывания трассерного заряда локальным притоком из пласта. С помощью модели скважины, узлового анализа и математического аппарата для каждого интервала были определены коэффициенты спада кривых концентрации при вымывании трассерных «зарядов», которые позволили численно оценить приток с каждой зоны.

Исследования на добывающих горизонтальных скважинах позволили:

- оценить эффективность очистки скважины от жидкости заканчивания при запуске после бурения;
- оценить дебит нефти каждой зоны многозонального горизонтального ствола скважины;
- произвести более точную настройку гидродинамической модели месторождения.

3.4 Мониторинг интервалов прорыва воды и газа

При разработке нефтяных оторочек месторождений Восточной Сибири (в частности при разработке Ванкорского месторождения) используются такие технологии как длинные горизонтальные скважины и многозабойные скважины. Целью данных технологий является увеличение контакта с пластом для снижения депрессии и предотвращения преждевременных прорывов газа. Одной из критических задач при использовании данных технологий является определение и локализация интервалов прорыва газа. В представленной работе представлена новая технология мониторинга интервалов прорывов газа при разработке нефтяных оторочек с помощью хромато-десорбционных систем. Данная технология позволяет определять интервалы прорыва газа с помощью минихроматографа непосредственно на месторождении и не требует обработки в специализированной химической лаборатории.

Хромато-десорбционные системы (ХДС) являются новейшей технологией интеллектуальных индикаторов притока. В данном случае уникальные химические аналиты запаковываются в хромато-десорбционные системы (рисунок 3.21) и затем внедряются в полимерный материал в форме стержней, которые устанавливаются в оборудование нижнего заканчивания, например, в устройства контроля притока. Технология хромато-десорбционных систем разработана для работы с целевым пластовым флюидом (нефтью, водой или газом) в течение достаточно длинного периода времени. Для анализа работы каждого интервала скважины было синтезировано достаточное количество уникальных химических аналитов. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг работы горизонтальной скважины с большим количеством зон.

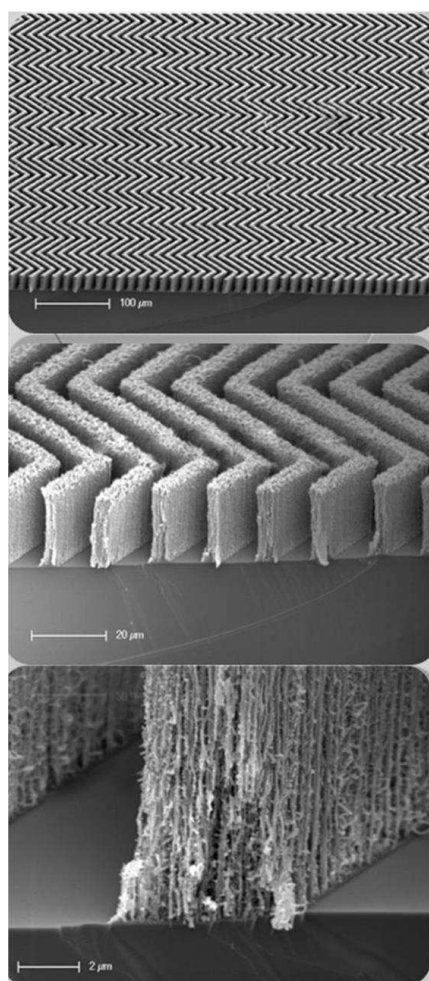


Рисунок 3.21 - Хромато-десорбционные системы под микроскопом
(различное увеличение)

Проведение трассерного исследования скважины включает в себя

следующее. При контакте с целевым флюидом (водой, нефтью или газом), аналиты выделяются из ХДС и далее выносятся потоком пластового флюида на поверхность в точку отбора проб. При этом скорость выделения аналиты постоянна и не зависит от дебита скважины. Производится отбор проб по определенной программе исследования. Взятые пробы нефти и воды отправляются в физико-химическую лабораторию, где проводится их анализ на содержание аналитов. По результатам анализа проб, составляется отчет по работе данной горизонтальной скважины. На каждом этапе работы скважины трассерное исследование позволяет получить разную информацию о скважине.

Например, на этапе освоения скважины после бурения, анализ данных проб позволяет качественно оценить эффективность очистки ствола скважины и работу каждого интервала скважины. Таким образом, полученная информация может быть использована для оценки загрязнения призабойной зоны и эффективной длины скважины. Данное исследование далее будет называться как исследование в режиме «очистка».

В случае, если необходимо получить количественную оценку притока каждого интервала необходимо произвести кратковременную остановку скважины на 6-12 часов. Данная остановка необходима для того, чтобы в статическом режиме (при закрытой скважине) в окрестности кожухов сформировалось «облако» высокой концентрации аналитов. Определяя скорость выноса данных «облаков» из каждого интервала, можно оценить относительную продуктивность каждой зоны. Данное исследование называется исследование в режиме «остановка-запуск».

Последний тип исследования в динамическом режиме работы скважины (режим «длительный мониторинг») позволяет определить и локализовать интервалы прорыва воды и газа.

Отличительной особенностью технологии мониторинга с помощью хромато-десорбционных систем является возможность определять интервалы прорыва газа с помощью минихроматографа непосредственно на

месторождении и не требует обработки в специализированной химической лаборатории (рисунок 3.22).

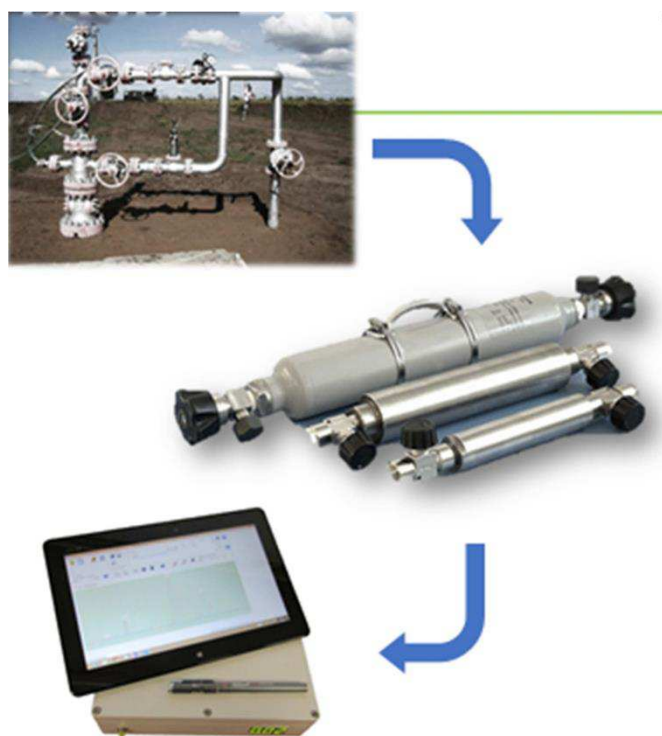


Рисунок 3.22 - Анализ может быть проведён как в стационарной лаборатории, так и непосредственно на скважине с помощью специального оборудования для экспресс-анализа

4 Безопасность и экологичность

Нефтяная и газовая промышленности остаются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и её отдельных объектов. Возможное их воздействие на воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах.

Все основные производственные процессы нефтяной промышленности (разведка, бурение, добыча, сбор, транспорт, хранение и переработка нефти и газа) при соответствующих условиях могут нарушать естественную экологическую обстановку. Нефть, углеводороды нефти, нефтяной и буровой шламы, сточные воды, содержащие различные химические соединения, способны опасно воздействовать на окружающую среду и человека.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Работа оператора по добыче нефти и газа связана с постоянным нахождением на открытом воздухе, где он подвергается воздействию различных природных факторов. Наличие в воздухе рабочей зоны очень вредных (CO_2 , H_2S) и горючих (углеводороды и бензиновые фракции) веществ неблагоприятно сказывается на состоянии здоровья и работоспособности оператора.

Холод является одним из основных вредных факторов. Обуславливая общее и локальное охлаждение, он вызывает напряжение различных функциональных систем человека, приводит к снижению работоспособности, увеличению травматизма, нарушению здоровья.

К основным опасным и вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов на нефтегазовых промыслах,

относятся:

- выделение вредных веществ;
- повышенная или пониженная температуры рабочей зоны;
- повышенные уровни шума и вибрации на рабочем месте;
- недостаточная освещенность;
- работа с электрооборудованием;
- движущиеся детали машин и механизмов и другие.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [11].

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.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

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

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет –10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26°С, в отдельные дни

температура воздуха опускается до -57°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.

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 [11,12].

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин работающих с помощью УЭЦН или газлифтной эксплуатации не требует присутствия операторов для контроля основных параметров, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляются в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе [13].

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательные и административно-бытовые помещения оснащены системами отопления и вентиляции. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне $15-20^{\circ}\text{C}$ [14].

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.

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

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

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета $0,2 \text{ м}^2$ на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м^2 .

Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме. Для безопасного ведения работ необходимо наличие хорошо отапливаемых помещений в зимнее время, помещение для приема пищи, отдыха и гардеробные для домашней и рабочей одежды, душевые и умывальники с холодной и горячей водой.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета $0,1 \text{ м}^2$ на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м^2 .

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

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды [15].

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ [16].

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.1 [17].

Таблица 4.1 – Санитарно-гигиенические требования условиям труда

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

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

Светильники рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников. Допускается применение ручных светильников с аккумуляторами.

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

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой - с утепленными подшлемниками), респиратор, наушники, спецобувь и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками[13, 18].

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогАЗами[19].

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 4.2[20].

Таблица 4.2 – ПДК вредных веществ

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

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

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов - не реже двух раз за смену;
- в местах, обслуживаемых периодически, - перед началом работ и в процессе работы;
- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны - не реже одного раза за смену;
- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 мин[21].

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[22].

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[23].

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II[24].

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[25].

В таблице 4.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ[21].

Таблица 4.3 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

Система сигнализации в цехе добычи нефти и газа 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 размещения первичных средств пожаротушения в производственных и складских помещениях, а также на территории объектов оборудуются пожарные щиты или пункты (таблица 4.4)[26].

Таблица 4.4 – Перечень противопожарного инвентаря в бригаде

Наименование инвентаря	Количество	Примечание
Щит пожарный	1	
Огнетушитель углекислотный	2	
Огнетушитель порошковый ОХП-10	2	
Ящик с песком или порошковой глиной	1	
Лом	1	
Топор	1	
Багор	1	
Лопата совковая	1	
Лопата штыковая	1	
Кошма	1	2*2 м
Полотно асбестовое	1	1,5*1,5 м

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5 [12].

Таблица 4.5 – 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 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 – разлив химреакта на территорию кустовой площадки; загазованность территории – отравление газом, отравление парами химреакта, облив хим. реагентом, нефтью
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	– разлив химреакта в помещении УДХ – загазованность помещения – отравление парами химреакта, облив химреактом
5	Пожар в производственном помещении	– выброс газа и разлив нефти в помещении – поражение людей продуктами сгорания – загазованность территории и помещения – разлив химреакта
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

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.

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

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

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

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

4.7 Экологичность проекта

К основным загрязнителям окружающей среды при строительстве скважины относятся:

- буровые и тампонажные растворы;
- буровые и сточные воды, шлам;
- пластовые минерализованные воды;
- продукты испытания скважины;
- продукты сгорания топлива при работе ДВС и котельных;
- материалы для приготовления и обработки буровых растворов;
- горюче-смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы.

Отведенный земельный участок под строительство буров необходимо отсыпать песком, предварительно очистив его от леса и кустарника. Отсыпанная площадка должна иметь обваловку не менее 1 м для исключения попадания сточных вод под водоемы, а также уклон 3 в сторону амбара.

Во время буровых работ образующиеся сточные воды подлежат очистке и повторному их использованию.

Для сбора и хранения производственно-технологических отходов на территории буровой оборудуется шлаковый амбар.

Земляной амбар должен иметь достаточно высокую обваловку, которая будет устойчива к ливневым водам. Дно и стенки амбара изолируются водонепроницаемой пленкой, чтобы хранящиеся там жидкости не могли проникнуть в грунтовые и естественные водоемы. Вокруг буровой установки должны быть сооружены канавы для удаления сточных вод и промывочной жидкости в амбар. По окончании бурения необходимо произвести вывоз отработанного бурового раствора для повторного использования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последние годы доля нефтегазовых месторождений с контактами запасами существенно возросла. Одним из возможных способов повышения эффективности их разработки является использование горизонтальных скважин. Применение горизонтальных скважин направлено на повышение нефтеотдачи и увеличение текущей добычи нефти, расширение области рентабельного применения других методов интенсификации добычи и воздействия на пласты.

Одной из основных проблем при разработке месторождений горизонтальными скважинами является проведение исследований в них. Исследования в горизонтальных добывающих скважинах проводятся в основном с целью определения работающих интервалов и локализация мест прорыва воды или газа для последующих мероприятий ГТМ.

В данной работе предлагается использование технологии хромато-десорбционных систем на основе наноматериалов, установленных на элементах заканчивания.

Ниже приведены задачи мониторинга для нефтяных скважин Ванкорского месторождения, которые возможно решать с помощью вышеописанной технологии:

- Мониторинг очистки скважины;
- Расчет притока нефти, поступающего в различные интервалы;
- Мониторинг герметичности пакеров;
- Определение прорыва воды и газа;
- Длительный мониторинг нефти и воды.

Анализ может быть проведён как в стационарной лаборатории, так и непосредственно на скважине с помощью специального оборудования для экспресс-анализа

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВДС – волокнисто-дисперсная система
- ВНГЗ – водонефтегазовая зона
- ВНЗ – водонефтяная зона ВНК – водонефтяной контакт
- ВПП – выравнивание профиля приёмистости ВУС – вязкоупругий состав
- ГИС – геофизические исследования скважин ГНК – газонефтяной контакт
- ГОС – гелеобразующий состав
- ГТЭС – газотурбинная электростанция КИН – коэффициент извлечения нефти
- КИК – коэффициент извлечения конденсата НК – нефтегазоконденсатный
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение ПАА – полиакриламид
- ПАВ – поверхностно-активное вещество ПГС – полимер-гелевая система
- ПДС – полимер-дисперсная система
- ПДНС – полимерная дисперсно-наполненная система ПЗП – призабойная зона пласта
- ПОТ – потокоотклоняющие технологии ППД – поддержание пластового давления СПС – сшитые полимерные системы СПГ – силикатно-полимерный гель
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства ЧНЗ – чистонефтяная зона
- ЭСС – эмульсионно-суспензионная система ЭЦН – электроцентробежный насос
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования скважин

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Левченкова, Л. Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами: книга для студентов / Л. Е. Левченкова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 394 с.
- 2 Подсчет запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения – Красноярск, 2012-2013 – 112 с.
- 3 Стрекалов, А. В. Контроль и регулирование процессов разработки нефтяных месторождений: методические указания / А. В. Стрекалов, Р. Р. Сабитов. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – 42 с.
- 4 «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» приступает к полномасштабному освоению Юрубчено-Тохомского месторождения [Электронный ресурс] // Новостной портал ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/123757/>
- 5 Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. – Москва: ФГУП Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
- 6 Чикалов, С.Г. Коррозийно-стойкая сталь для наносно-компрессорных труб и нефтегазодобывающего оборудования [Текст]: реферат/ С.Г. Чикалов, В.И. Тазетдинов, С.А. Ладыгин, С.В. Александров, С.Б. Прилуков, Ю.Б. Белокозович, А.П. Медведев, О.В. Ярославцева – Первоуральск, 2010 – 8 с.
- 7 Мажник, В. И. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения / В. И. Мажник, Н. М. Лешкович // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. – 2018. – №4. – С. 72-98
- 8 Стрекалов, А. В. Контроль и регулирование процессов разработки нефтяных месторождений : методические указания / А. В. Стрекалов, Р. Р. Сабитов. – Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – 42 с.
- 9 Конторович, А. Э. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. И.

Вальчак [и др.] // Интерэкспо Гео-Сибирь : журнал. – Москва, 2017. – №3. – С. 12-17

10 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

11 СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. – Введен 01.01.2013. – Москва: Минрегион России, 2012. – 67 с.

12 СНиП 2.09.04 - 87 Административные и бытовые здания. – Введен 20.05.2011. – Москва:Минрегион России, 2010. – 30 с.

13 СНиП II-92-76 Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. – Введен 26.07.1976. – Москва: Стройиздат, 1977. – 35 с.

14 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введен 01.10.1996. – Москва: Стандартиформ, 1996. – 20 с.

15 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введен 01.01.1989. – Москва: Стандартиформ, 1988. – 78 с.

16 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен 01.01.1996. – Москва : Стандартиформ, 1996. – 9 с.

17 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введен 31.10.1996. – Москва :МинздравРоссии, 1996. – 8 с.

18 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – Введен 31.10.1996. – Москва: МинздравРоссии, 1996. – 20 с.

19 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"

20 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» – Москва: Минюст России, 2013.

21 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.consultant.ru, свободный.

22 Федеральный закон от 24.07.1998 N 125-ФЗ (ред. от 01.04.2020) "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.consultant.ru, свободный.

23 ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» – Москва: Стандартинформ, 2007.

24 СТО СФУ СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 09.01.2014. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

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 Н.Г. Квеско
«27» 06 20 21 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Использование хромато-десорбционных систем для определения интервалов
прорыва воды и газа при разработке нефтяных оторочек на примере
Ванкорского месторождения

Руководитель М.Т. Нухаев доцент, канд. техн. наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник Д.В. Долбич Д.В. Долбич
подпись, дата

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

Нормоконтролер С.В. Коржова С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021