

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Н.Д. Булчаев

подпись

«_____»

_____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Новые системы закачивания скважин на Ванкорском нефтегазовом
месторождении

Руководитель

подпись, дата

к. т. н.

Е.В. Безверхая

Выпускник

подпись, дата

И.А. Бородин

Консультант

Безопасность и экологичность

подпись, дата

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Д. Булчаев

подпись

«_____»

_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Бородину Ивану Алексеевичу

Группа ГБ 13-03 Направление (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело,
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Новые системы заканчивания скважин на Ванкорском нефтегазовом месторождении»

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22.05.2017 г.

Руководитель ВКР Е.В. Безверхая кандидат технических наук, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета.

Исходные данные для ВКР: научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю, проектные документы (проект разработки месторождения и т.д), отчетные документы.

Перечень разделов ВКР: 1.Геологическая часть, 2.Технологическая часть, 3.Специальная часть, 4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

подпись

Е.В. Безверхая

Задание приняла к исполнению

подпись

И.А. Бородин

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Новые системы заканчивания скважин на Ванкорском нефтегазовом месторождении» содержит 89 страниц, 20 рисунков, 15 таблиц, 26 источников.

МОНИТОРИНГ, СКВАЖИНА, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН, УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА, ПРОТИВОПЕСОЧНЫЕ ФИЛЬТРА.

Объектом исследования является Ванкорское нефтегазовое месторождение.

Цели – увеличение КИН, снижение обводненности продукции и выравнивание профиля притока.

Задачи - рассмотреть и оценить возможности применения технологии интеллектуальной системы заканчивания скважин для оптимизации работы горизонтальных скважин на Ванкорском месторождении.

В первой части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида.

Во второй части проводится анализ разработки месторождения, включающий в себя текущее состояние разработки, характеристику фонда скважин, сравнение проектных и фактических показателей разработки.

В специальной части рассмотрены возможности использования интеллектуальных систем заканчивания скважин на Ванкорском месторождении.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Геолого-физическая характеристика месторождения	6
1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении	6
1.2 Природно-климатические условия района и месторождения	8
1.3 Стратиграфия и литология	9
1.4 Тектоника.....	13
1.5 Нефтегазоносность.....	14
1.6 Физико-химические свойства нефти и пластовой воды	16
1.7 Сведения о запасах углеводородов	19
2 Технологическая часть.....	18
2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения.....	18
2.2 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов	21
2.2.1 Объект Дл-I-III.....	21
2.2.2 Объект Як-III-VII	22
2.2.3 Объект Нх-I	24
2.2.4 Объект Нх-III-IV	25
2.3 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации ..	27
2.4 Анализ выработки запасов	31
2.5 Анализ эффективности осуществляемой системы разработки	34
2.5.1 Объект Як-III-VII	34
2.5.2 Объект Нх-I	38
2.5.3 Объект Нх-III-IV	41
3 Новые технологии для заканчивания скважин Ванкорского месторождения	45
3.1 Текущая схема заканчивания скважин.....	47
3.2 Интеллектуальное заканчивание скважин	54
3.3 Выбор объекта для применения технологии на Ванкорском месторождении	58
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	67
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	68
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	70
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	71
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	72
4.7 Экологичность проекта.....	74
4.8 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	76
4.9 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	77
4.10 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	79
4.11 Обеспечение безопасности технологического процесса	80
4.12 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	82
4.13 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	83
4.14 Экологичность проекта.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	88
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	89

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время горизонтальные скважины бурятся во всех нефтедобывающих странах мира. Дебиты горизонтальных скважин обычно превышают дебиты вертикальных в 2—10 раз; увеличение нефтеотдачи ожидается на 5—10%. На Ванкорском месторождении работает более 400 добывающих горизонтальных скважин. После нескольких лет разработки Ванкорского месторождения системами горизонтальных скважин и проведенных исследований можно сделать вывод, что одними из основных проблем являются эксплуатации таких скважин являются:

- неконтролируемые прорывы воды в добывающие скважины, как из приконтурных вод, так и вследствие прорывов воды от нагнетательных скважин ППД по высокопроницаемым пропласткам;
- неконтролируемые прорывы газа из газовой шапки в подгазовых зонах;
- неравномерный профиль притока вследствие значительных неоднородностей по проницаемости.

Внедрение новых технологий заканчивания скважина (таких как интеллектуальные системы) на Ванкорском месторождении позволит решить данные проблемы и достичь проектных показателей, как по добыче и КИН, так и по экономическим составляющим проекта.

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

1 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении

Ванкорское месторождение – перспективное нефтегазовое месторождение в Красноярском крае России, вместе с Лодочным, Тагульским и Сузунским месторождениями входит в Ванкорский блок. Месторождение открыто в 1988 г. В разработку введено в 2009 г. В настоящее время ведется эксплуатационное бурение основных объектов разработки: пласты Яковлевского III-VII, Нижнехетского I и Нижнехетских III-IV.

Ванкор – одно из десяти крупнейших месторождений в мире, его доказанные запасы составляют более 500 млн. тонн нефти и более 100 млрд. кубометров газа. Ванкорское месторождение стало основной ресурсной базой для магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО).

Расположено на севере края, включает в себя Ванкорский (Туруханский район Красноярского края) и Северо-Ванкорский (расположен на территории Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа) участки. Территория группы месторождений расположена в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности на границе со Среднесибирским плоскогорьем, на левобережье реки Енисей, в центральной части Нижнеенисейской возвышенности.

Обзорная карта района расположения месторождений Ванкорского кластера приведена на рисунке 1.

Месторождение разделено на два лицензионных участка. Лицензия КРР 12564 НР от 02.08.2004 года выдана ЗАО «Ванкорнефть»- южная часть месторождения, лицензия ДУД 10891 НР от 16.05.2000 года выдана ООО «Таймырнефть» (северная часть месторождения). Срок окончания лицензии ЗАО «Ванкорнефть» - 31.12.2017 года, лицензии ООО «Таймырнефть» - 15.05.2025 года.



Рисунок 1 – Обзорная карта района расположения месторождений Ванкорского кластера

Положение территории в северных широтах, в области распространения материковых оледенений и в зоне вечной мерзлоты определяет ее основные физико-географические особенности.

Ближайшие населенные пункты – города Дудинка и Игарка – находятся в 220 км на северо-восток и 130 км на юго-восток от площадки строительства. В восточной части месторождения на берегу реки Большая Хета расположена подбаза ООО «Таймырнефтегазразведка» с временным поселком.

В районе месторождения отсутствуют железные и автомобильные дороги. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда

начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

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

Рельеф района пологоувалистый или пологохолмистый, участками – холмистый и грядовый. Абсолютные отметки рельефа в пределах месторождения изменяются от 17 до 90 м.

1.2 Природно-климатические условия района и 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 теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С.

Мощность снежного покрова от 1 до 3 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. 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.

1.3 Стратиграфия и литология

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине Вн-11 забой находится в вымских отложениях средней юры.

Геологический профиль углеводородонасыщенных пластов Ванкорского месторождения, приведен на рисунке 2.

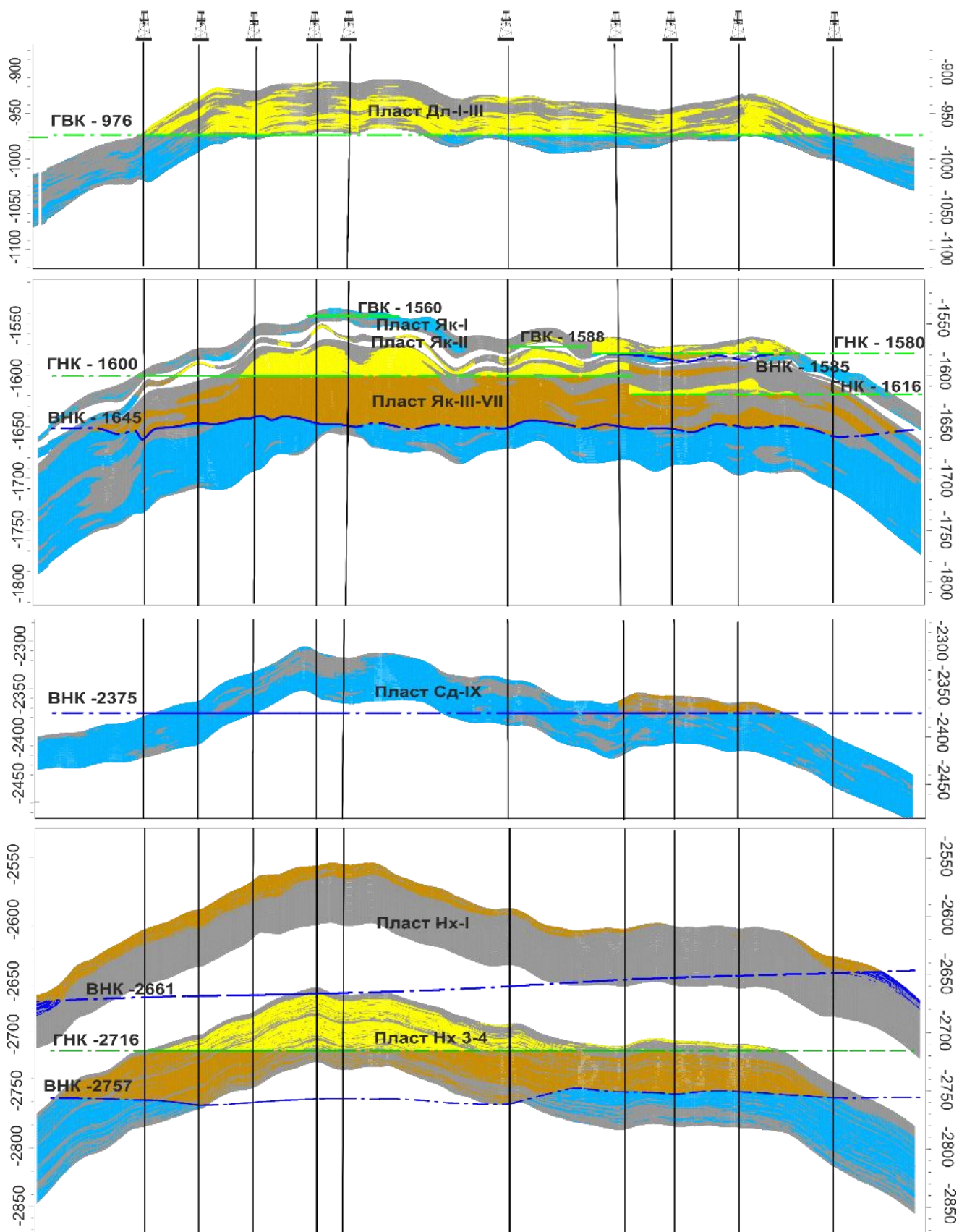


Рисунок 2 – Профиль пластов Ванкорского месторождения, имеющих потенциал нефтегазоносности

Нижнехетская свита (K_{1br-v_1}) 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 I^Д. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K_{1v_1-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 пелицепоид, обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K_{1br-a_1}), 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 ($K_{1a_1-a_3}$) 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 I^B. 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 ($K_{1a_3-K_2s}$)** 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, разномзернистые, 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 I^A. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K_{2t_1}) 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 долганский свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K_2t_2-st) литологически сложена песчаниками и алевролитами. Основной состав свиты – алевролиты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевролиты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310-31 м.

Отложения **салпадаяхинской и танамской свит (K_2kr-m)** венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдястых, 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 Тектоника

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы. В пределах Большехетской мегатеррасы выделяется Сузунское, и Лодочное валообразные поднятия. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север. По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3 км, и ширину 8,8-14,9 км. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а Северный – 20 м и 45,5 км², соответственно. По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км², а Северный – 25 м и 41,5 км², соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м.

1.5 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.

Контур нефтеносности по объектам разработки изображены на рисунке 3.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 1.

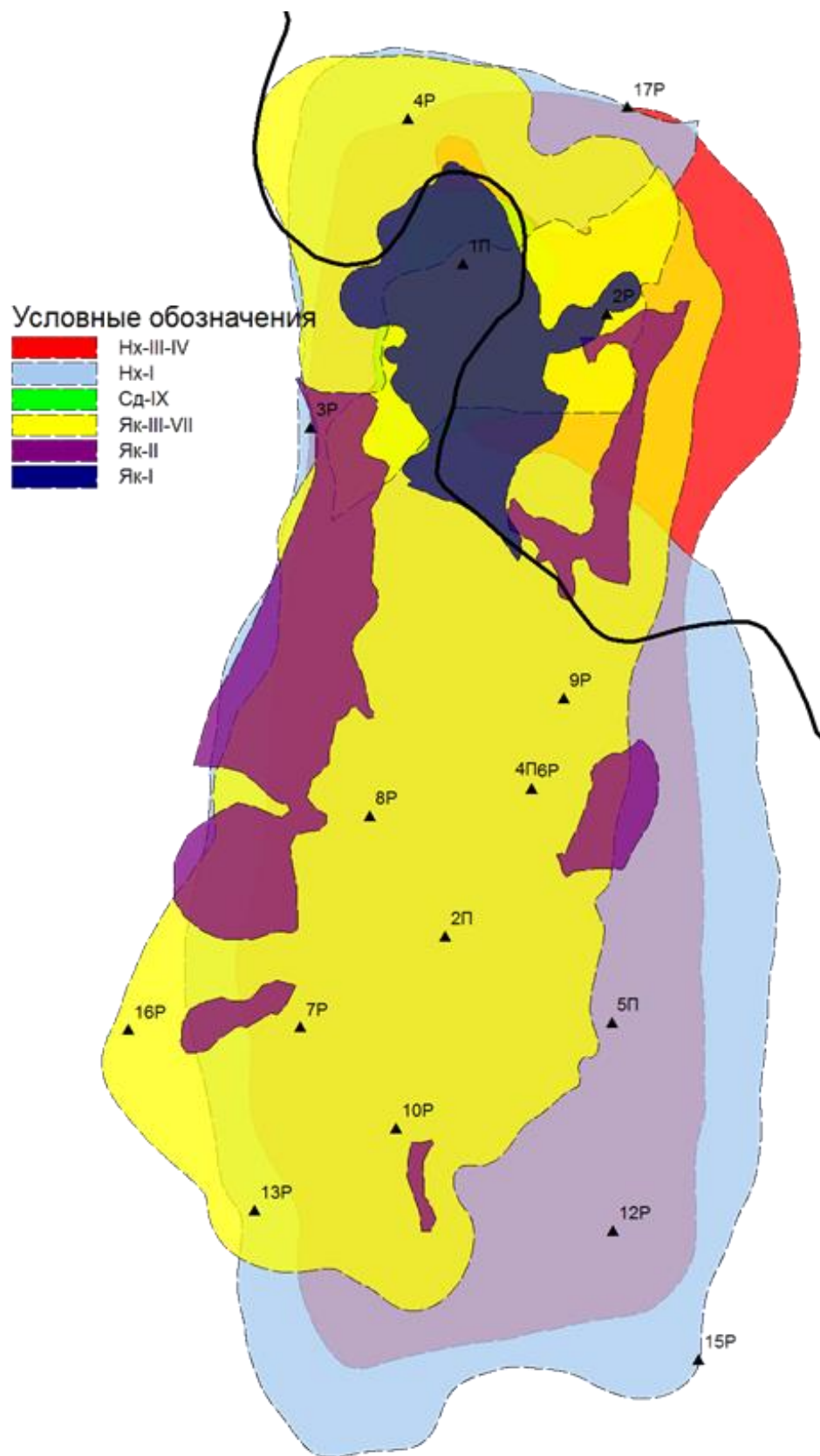


Рисунок 3 - Контура нефтеносности по объектам разработки Ванкорского месторождения

Таблица 1 – Характеристика продуктивных залежей Ванкорского месторождения

Параметры	Объекты разработки						
	Дл- I- III	Як-I	Як-II	Як-III- VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	110 0	164 7	1659	1671	240 0	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый	Пластовый, сводовый литологически экранированный		Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	247 500	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

1.6 Физико-химические свойства нефти и пластовой воды

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 2.

Таблица 2 - Свойства пластовой нефти

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 пробами 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 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·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/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·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/м³. 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 (C₆+ – 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 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 – 839,2 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·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). Технологический шифр нефти – ИТ1П2. Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобранным на устье, для пластов НХ-III-IV. Газ относится к сухим – среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

Пластовая, попутно добываемая вода среднеминерализованная, жесткая, соленая, относится к хлоридно-кальциевому типу. При закачке 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.

1.7 Сведения о запасах углеводородов

Ванкорское месторождение является крупнейшим 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.

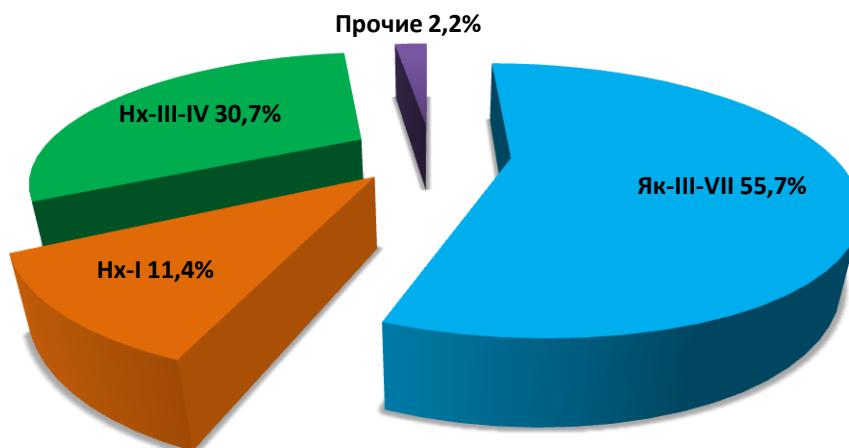


Рисунок 4 - Распределение геологических запасов нефти

Таблица 2 – Запасы нефти Ванкорского месторождения

	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (A+B+C ₁)		Добыча нефти		% выработк и запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (A+B+C ₁) тыс. т.	Запасы нефти кат.С ₂ (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2012 г. 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	23944

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

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

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

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

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

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

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

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

нагнетательной скважины 524,8 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 1277 тыс.т. нефти, 2363 тыс.т. нефти - ЭЦН.

За 2010 год добыто нефти: 13505 тыс.т. (проект), 12700 тыс.т. (факт, отклонение - 6%), и жидкости 14864,6 тыс.т. (проект) тыс.т, 14127 тыс.т. (факт, отклонение - 5%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 5404,2 тыс.м³, обводненность – 10,1%, компенсация текущая - 20%. Действующий фонд добывающих скважин составил 128 ед., среднесуточный дебит по нефти 356,2 т/сут, по жидкости 396,2 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 28 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 1105,6 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 6069 тыс.т. нефти, 6631 тыс.т. нефти - ЭЦН.

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

За 2012 год добыто нефти и конденсата: 17941 тыс. т (проект), 18311 тыс. т (факт, отклонение + 2,1 %), и жидкости 21017,8 тыс.т (проект) тыс.т, 23886,6 тыс.т. (факт, отклонение + 13,6%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 23428 тыс. м³, обводненность – 24,3%, компенсация текущая - 45,2%. Действующий фонд добывающих скважин составил 237 ед. (из них:196 нефтяных и 41 нагнетательная, находящаяся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 259,1 т/сут, по жидкости 342,4 т/сут. Действующий фонд нагнетательных

скважин составил 69 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1125,6 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4961 тыс.т нефти, 13113 тыс.т нефти - ЭЦН.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 представлена в таблице 3.

Динамика основных показателей разработки по месторождению представлена на рисунке 5.

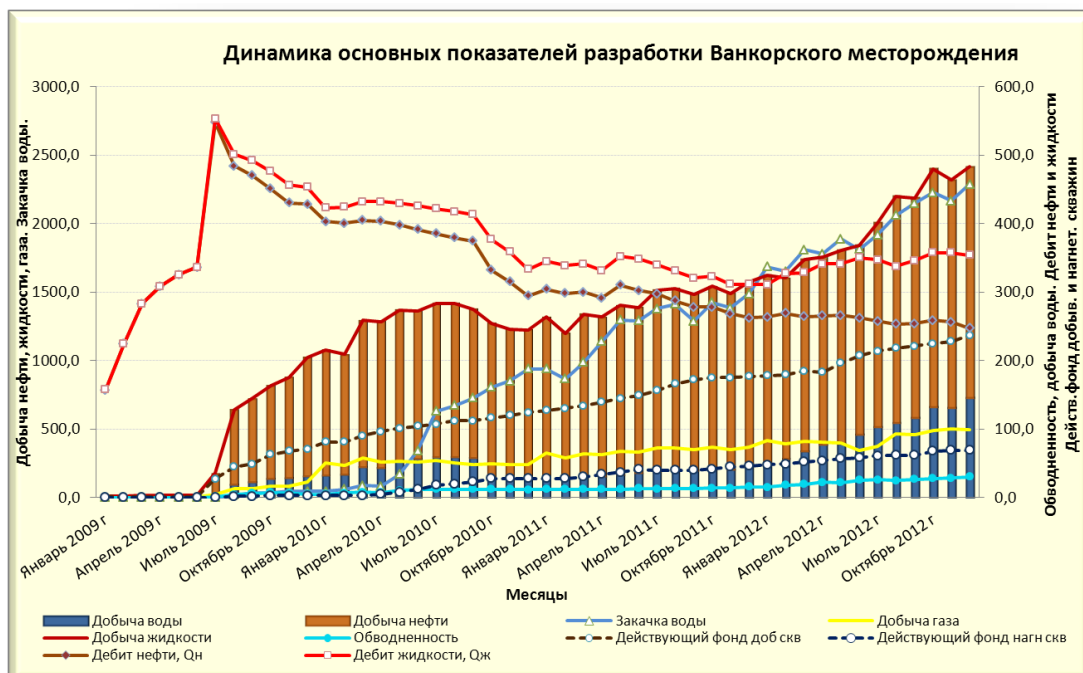


Рисунок 5 - Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

Таблица 3 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин						
		Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Нс	Итого
Фонд добывающих скважин	Пробурено	133	59	30	0	0	222
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	9	23	11	0	0	43
	Всего	142	82	41	0	0	265
	В том числе:						
	Действующие, дающие нефть	132	70	38	0	0	240
	из них фонтанные	9	54	3	0	0	66
	ЭЦН	123	16	35	0	0	174
	В освоении после бурения	10	3	3	0	0	16
Фонд нагнетательных скважин	Наблюдательные	0	9	0	0	0	9
	Пробурено	53	55	29	0	0	137
	Всего	53	55	29	0	0	137
	В том числе:						
	Под закачкой	34	18	17	0	0	69
	В освоении после бурения	4	3	1	0	0	8
	В консервации	0	1	0	0	0	1
	Наблюдательные	6	10	0	0	0	16
Фонд газовых скважин	В отработке на нефть	9	23	11	0	0	43
	Пробурено	0	0	0	22	0	22
	Возвращены с других	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	22
	В том числе:						
	Действующие	0	0	0	10	0	10
	Бездействующие	0	0	0	1	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	10	0	10
Фонд специальных скважин (водозаборные)	Наблюдательные	0	0	0	1	0	1
	Пробурено	0	0	0	55	21	76

2.2 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

2.2.1 Объект Дл-I-III

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

За 2010 г. из объекта добыли 218,6 (по проекту 280,3) млн.м³ газа при среднесуточном дебите газа 156,3 тыс.м³/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 7 ед. (по проекту 5).

За 2011 г. из объекта добыли 304,2 (по проекту 177) млн.м³ газа при среднесуточном дебите газа 122,5 тыс. м³/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 8 ед. (по проекту 7).

За 2012 г. из объекта добыли 408 (по проекту 425) млн.м³ газа при среднесуточном дебите газа 132,5 тыс.м³/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 10 ед. (по проекту 11).

2.2.2 Объект Як-III-VII

По состоянию на 01.01.2013 г. из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 33197,6 (по проекту 32001) тыс.т нефти (отклонение +3,7% обусловлено более высокими стартовыми дебитами добывающих скважин, связанных с меньшей фактической расчлененностью продуктивного пласта) и 41164,2 (по проекту 36302) тыс. т жидкости, что составляет 67,3 % от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 33845,2 тыс. м³, компенсация отбора закачкой – 43,7%.

Отбор от НИЗ составил 3,4% (по проекту 3,6%). Пробуренный фонд скважин 124 ед. соответствует проектному (122 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин выше проектной и составила 40% (проект 17%). Средний дебит нефти и жидкости равен 324,4 и 454,9 т/сут (проектный 291,9 / 351,9 т/сут).

Необходимо отметить неконтролируемый рост обводненности на данном объекте. Подробнее эта проблема будет разобрана в главе 4.7.

За 2009 г. из объекта Як-III-VII добыли 2475,3 (по проекту 1483,5) тыс. т. нефти при среднем дебите нефти – 468,4 т/сут, жидкости – 2657,6 (по проекту 1660,5) тыс. т. (при среднем дебите жидкости 502,8 т/сут, закачали 40,6 тыс. м³ воды, обводненность составила 6,86%. Действующий фонд добывающих скважин составил 47 ед., из них 36 скважин приходится на ЭЦН, в нагнетании – 1 скважина со среднесуточной приемистостью 324 м³/сут. Добыча нефти по ЭЦН – 2338,5 тыс.т, по ФОН – 136,8 тыс.т.

За 2010 г. из объекта Як-III-VII добыто 8713,4 (по проекту 6773,1) тыс. т нефти и 9768,5 (по проекту 7874) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 68,6 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 439 т/сут, по жидкости – 492 т/сут. По состоянию на 1.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 59 скважин и 22 скважины в нагнетании. Действующий фонд состоит из 47 скважин ЭЦН и 12 скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 7891,1 тыс.т, по ФОН - 822,3 тыс.т.

За 2011 г. из объекта Як-III-VII добыто 9684,2 (по проекту 9035) тыс. т нефти и 11457,8 (по проекту 10462) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,6 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 373,4 т/сут, по жидкости – 442 т/сут. По состоянию на 1.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 88 скважин и 29 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 77 скважин ЭЦН и 11 скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 8380,6 тыс.т, по ФОН – 1303,6 тыс.т.

За 2012 г. из объекта Як-III-VII добыто 12313,7 (по проекту 11117) тыс. т нефти и 17269,3 (по проекту 13403) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,4 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 324,4 т/сут, по жидкости – 454,9 т/сут. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 130 скважин (из них: 122 нефтяных и 8 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 34 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 8 скважин ЭЦН и 122 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 11417,4 тыс.т, по ФОН – 896,3 тыс.т.

На 01.01 2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 13,5 м³/сут./атм.

2.2.3 Объект Нх-І

По состоянию на 01.01.2013 г. из нефтяного объекта Нх-І добыто 3107,7 (по проекту 3279) тыс.т нефти (отклонение – 6,3%) и 3275,5 (по проекту 3429) тыс. т жидкости, что составляет 5,6% от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 1306,6 тыс. м³, компенсация отбора закачкой – 24,7%.

Отбор от НИЗ составил 1,5% (по проекту 2,9%). Пробуренный фонд скважин 17 ед. соответствует проектному (17 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 8,3% (проект 1,3%). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 114 и 123,5 т/сут (проектные 107,5 / 108,9 т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-І добыли 54,2 тыс. т нефти, средний дебит нефти 362,1 т/сут, жидкости – 54,3 тыс. т при среднем дебите жидкости 363,1 т/сут, обводненность составила 0,2 %. В действующем добывающем фонде 1 фонтанирующая скважина.

За 2010 г. из объекта Нх-І добыто 469,6 (по проекту 14,1) тыс. т нефти и 480,7 (по проекту 14,9) тыс. т жидкости, что составляет 3,7 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -169,1 т/сут, жидкости – 173 т/сут. По состоянию на 01.01.2011 г действующий фонд добывающих скважин составил 17 скважин, из которых 1 – ФОН (скважина 120). Добыча нефти по ЭЦН – 357,6 тыс.т, по ФОН – 112 тыс.т.

За 2011 г. из объекта Нх-І добыто 1300 (по проекту 1408) тыс. т нефти и 1349,6 (по проекту 1420) тыс. т жидкости, что составляет 8,8% от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -153 т/сут, жидкости – 158,9 т/сут. Закачали воды 200,3 тыс.т, приемистость нагнетательной скважины составила 225,1 м³/сут. По состоянию на 01.01.2012 г действующий фонд добывающих скважин составил 36 (4 скважины – ФОН, 32 скважины – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании.

Добыли при фонтанном способе эксплуатации 208,4 тыс.т нефти, при ЭЦН – 1091,6 тыс.т нефти.

За 2012 г. из объекта Нх-І добыто 1283,9 (по проекту 1455) тыс. т нефти и 1390,9 (по проекту 1474) тыс. т жидкости, что составляет 7 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -114 т/сут, жидкости – 123,5 т/сут. Закачали воды 1086,3 тыс. м³, приемистость нагнетательной скважины составила 235,1 м³/сут. По состоянию на 01.01.2013 г действующий фонд добывающих скважин составил 38 скважин (из них: 27 нефтяных и 11 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 17 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 250,1 тыс.т нефти (2 скважины), при ЭЦН – 1033,8 тыс.т нефти (36 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 228 атм (на 01.01.2011 г.) до 203 атм (на 01.01.2013 г.) при начальном – 258 атм. Подробный анализ падения пластового давления представлен в главе 4.6.

На 01.01.2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 2,9 м³/сут./атм.

2.2.4 Объект Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2013 г. из нефтегазоконденсатного Нх-III-IV объекта добыто 12974,8 (по проекту 13530) тыс.т нефти (отклонение на - 4%) и 14525,4 (по проекту 15850) тыс. т жидкости, что составляет 24,6 % от общей добычи нефти по месторождению.

Отбор от НИЗ составил 2,8% (по проекту 3,8%). Пробуренный фонд скважин 82 ед. соответствует проектному (82 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин близка к проектной и составила 17% (проект 18%). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 229,4 и 267,9 т/сут (проектные 280,4 / 342,4т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-III-IV добыли 1110,7 тыс. т нефти при среднем дебите нефти 363 т/сут, жидкости – 1140,4 тыс. т при среднем дебите жидкости 372,7 т/сут, закачали 139,2 тыс. м³ воды, обводненность составила 2,6 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 24 ед., из них 22 скважины приходится на ФОН, в нагнетании – 2 скважины со среднесуточной приемистостью 621,8 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 1086,1 тыс.т нефти, при ЭЦН – 24,6 тыс.т нефти.

За 2010 г. из объекта Нх-III-IV добыто 3517,1 тыс. т нефти и 3877,5 тыс. т жидкости, что составляет 27,7 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Закачали 1250,9 тыс.м³, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1087,3 м³/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 48 скважин (31 скважина – ФОН, 17 скважин – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3036,5 тыс.т нефти, при ЭЦН – 480,5 тыс.т нефти.

За 2011 г. из объекта Нх-III-IV добыто 3871,4 тыс. т нефти и 4281,2 тыс. т жидкости, что составляет 27,5 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 53 скважин (41 скважина – ФОН, 12 скважин – ЭЦН) и 11 скважин в нагнетании. Закачали 2965,5 тыс. м³, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1022,5 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3316,8 тыс.т нефти, при ЭЦН – 554,7 тыс.т нефти.

За 2012 г. из объекта Нх-III-IV добыто 4475,6 тыс. т нефти и 5226,4 тыс. т жидкости, что составляет 26,3 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 69 скважин (46 нефтяных и 23 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 18 скважин в нагнетании. Закачали 4394,1 тыс. м³, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 804,2 м³/сут. Добыли при фонтанном способе

эксплуатации 3814,3 тыс.т нефти (49 скважин), при ЭЦН – 661,3 тыс.т нефти (20 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 251,6 атм (на 01.01.2011г) до 238,1 атм (на 01.01.2013г) при начальном – 271 атм.

На 01.01.2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 14,3 м³/сут./атм.

2.3 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

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

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

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

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

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

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

ЭЦН (364,5 т/сут.) на 81,5 т/сут превышал средний дебит фонтанных скважин (283 т/сут).

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

Сравнение проектных и фактических основных технологических показателей разработки Ванкорского месторождения по объектам за 2012 г представлено в таблицах 4.

Таблица 4 - Сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки Ванкорского месторождения за 2012 г.

Показатели	пласты									Месторождение		
	Як-III-VII			Нх-III-IV			Нх-I					
	проект	факт	отклонение от проекта, %	проект	факт	отклонение от проекта, %	проект	факт	отклонение от проекта, %	проект	факт	отклонение от проекта, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Годовая добыча нефти, тыс. т	11117,0	12313,7	10,8	5030	4475,6	-11,0	1455,0	1283,9	-11,8	17602	18073	2,7
Годовая добыча жидкости, тыс. т	13403,0	17269,3	28,8	6141,0	5226,4	-14,9	1474,0	1390,9	-5,6	21018	23887	13,6
Накопленная добыча нефти, тыс.т	32001,0	33197,6	3,7	13530,0	12974,8	-4,1	3279,0	3107,7	-5,2	48810	49280	1,0
% добычи нефти по пласту от общей добычи	65,6	67,4		27,7	26,3		6,7	6,3				
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	36302,0	41164,2	13,4	15850	14525,4	-8,4	3429,0	3275,5	-4,5	55581	58965	6,1
% добычи жидкости по пласте от общей добычи	65,3	69,8		28,5	24,6		6,2	5,6		100	100	
Годовая закачка воды, тыс. м ³	15483,0	17947,8	15,9	5378,0	4394,1	-18,3	1327,0	1086,3	-18,1	22188	23428	5,6

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	30826,0	33845,2	9,8	9872,0	8749,6	-11,4	1630,0	1306,6	-19,8	42328	43901	3,7
Обводненность годовая, %	17,10	40,2	135,1	18,10	16,8	-7,2	1,30	8,3	538,5	16,3	24,3	49,1
Средний дебит нефти, т/сут	291,9	324,4	11,1	280,4	229,4	-18,2	107,5	114,0	6,0	253,7	259,1	2,1
Средний дебит жидкости, т/сут	351,9	454,9	29,3	342,4	267,9	-21,8	108,9	123,5	13,4	303,0	262,3	-13,4
Средняя приемистость нагнет. скв., м ³ /сут	1326,0	1672,5	26,1	882,0	804,4	-8,8	247,0	235,1	-4,8	915,0	1125,6	23,0
Компенсация отбора закачкой, % годовая	90,0	59,5	-33,9	41,0	33,5	-18,3	52,0	47,4	-8,8	81,0	45,2	-44,2
С начала разработки, %	52	43,7	-15,9	24,0	28,8	19,8	28,0	24,7	-11,7	49,0	34,4	-29,8
Действующий фонд добывающих скважин	120	130	8,3	50	69	38,0	31	38	22,6	201	237	18
Действующий фонд нагнетательных скважин	42	34	-19,0	29	18	-37,9	24	17	-29,2	95	69	-27
Добыча газа, млн.м ³	678,0	2387,6	252,2	1061,0	2283,1	115,2	294,0	474,1	61,3	2033	5145	153,1
Добыча газа с началч разработки, млн.м ³	1948,0	6870,5	252,7	2856,0	4840,4	69,5	813,0	993,6	22,2	5617	12704	126,2

2.4 Анализ выработки запасов

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

На рисунке 6, рисунке 7, рисунке 8 представлена прогнозная добыча нефти скважин базового фонда на 01.01.2013. Значение предельной обводнённости в расчётах принималось равным 98%. Таким образом, начальные извлекаемые запасы нефти пластов Як 3-7, Нх 3-4 и Нх 1 составили 113602, 49171 и 10740 тыс. т соответственно. Это означает, что конечные отборы пластов Як 3-7, Нх 3-4 и Нх 1 равны 38%, 36% и 21%. Низкие значения выработки связаны как с отсутствием характерной зависимости в случае пласта Нх 1, так и с формированием системы разработки в целом по объектам (ввод новых скважин из бурения, перевод скважин в систему ППД).

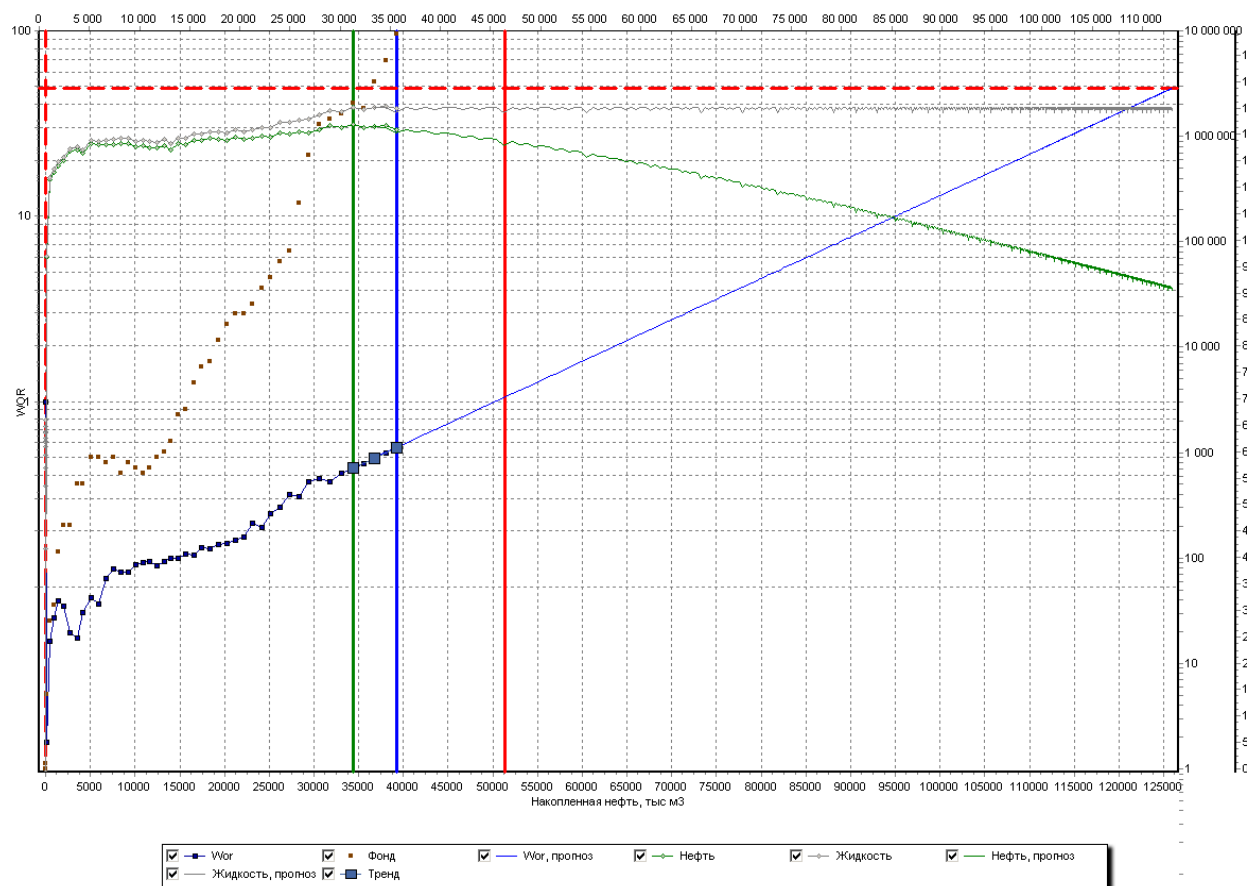


Рисунок 6 - Выработки запасов пласта Як 3-7 к моменту достижения предельной обводнённости 98 %

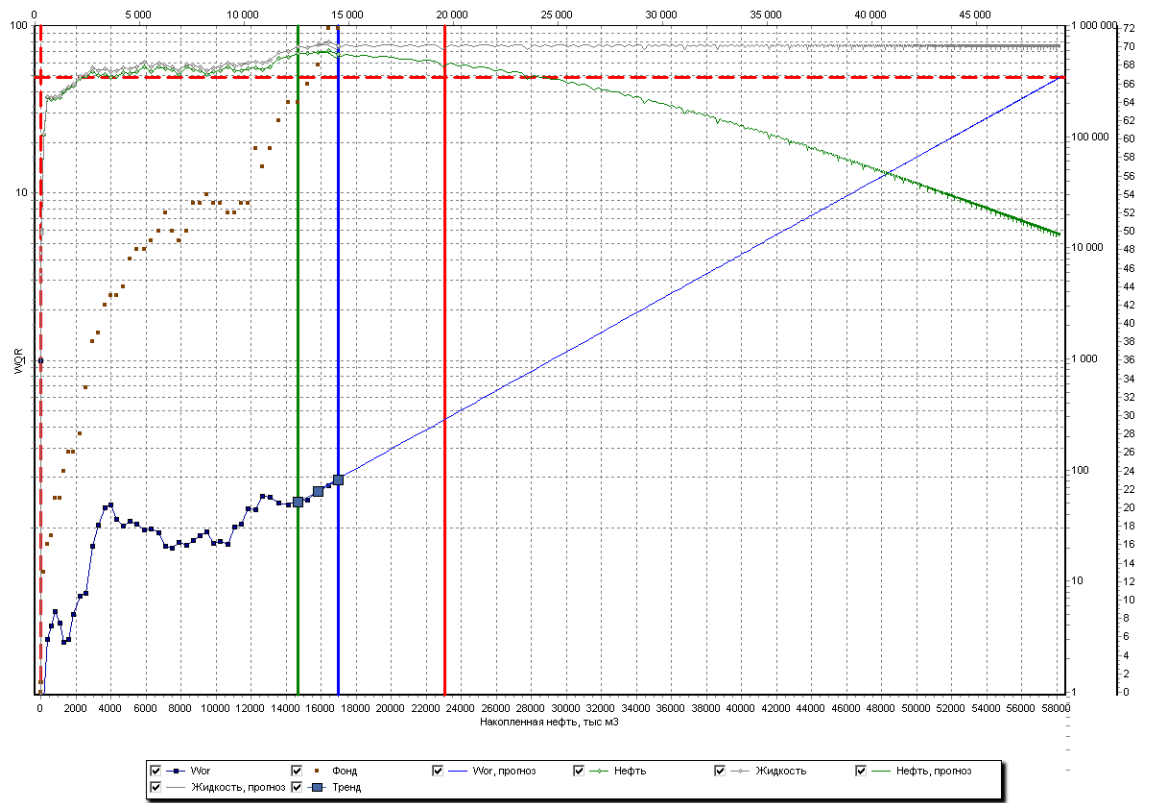


Рисунок 7 - Прогноз выработки запасов пласта Nх 3-4 к моменту достижения предельной обводнённости 98 %

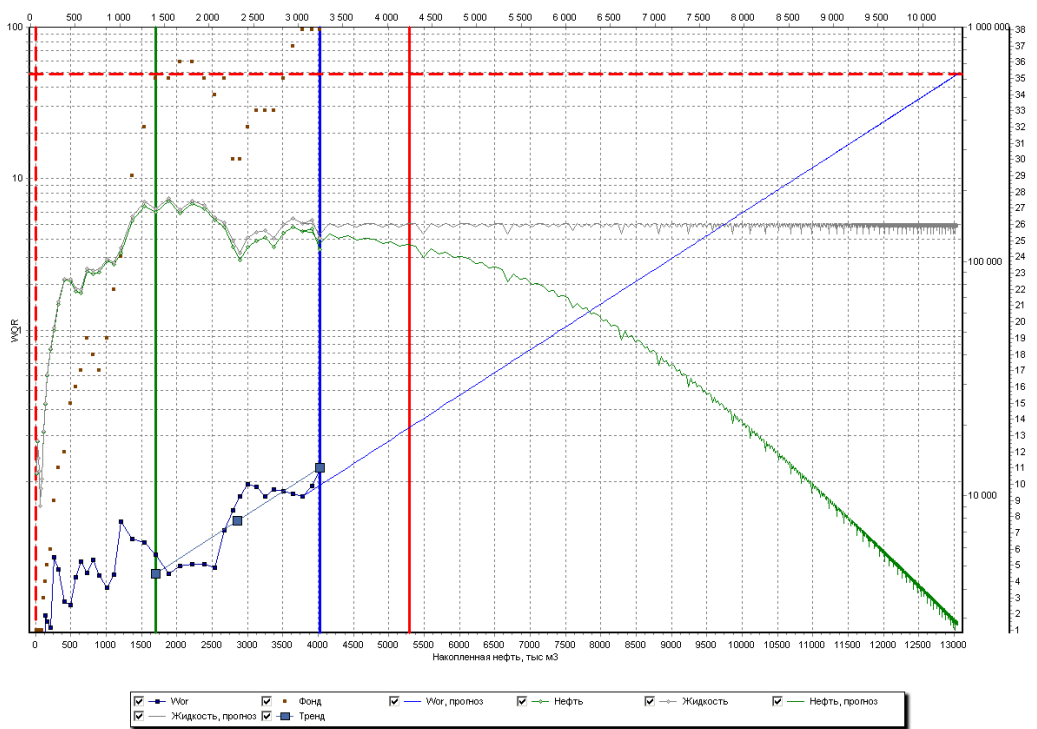


Рисунок 8 - Выработки запасов пласта Nх 1 к моменту достижения предельной обводнённости 98 %

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

2.5 Анализ эффективности осуществляемой системы разработки

2.5.1 Объект Як-III-VII

Энергетическое состояние залежи и принципиальная схема разработки

Основной объект разработки Як-III-VII является водоплавающей залежью с газовой шапкой, блочно-квадратной схемой размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части предполагается уплотнение до 700 м при длине ствола 700 м. На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

1. Газонапорный режим (расширение ГШ) – заметное влияние оказывал только в начале разработки, до формирования системы ППД, на данный момент влияние невелико;
2. Упругий водонапорный режим – оказывает заметную поддержку пластового давления за счет больших объемов воды в аквифере;
3. Жесткий водонапорный режим – режим разработки, вносящий наибольший вклад в процесс разработки, на данный момент составляет 55 % от всей энергии пласта;
4. Режим растворенного газа – по причине заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения составляет вторую по величине долю пластовой энергии.

На рисунке 9 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

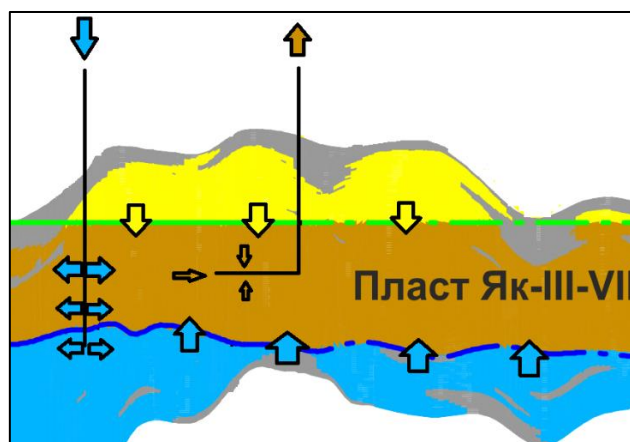


Рисунок 9 - Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

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

Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК в наблюдательных и вводимых из бурения скважинах. В случае значительной разницы давления между ГШ и нефтенасыщенной зоной и перемещением ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант закачки рабочего агента в ГШ либо барьерного заводнения.

Характеристика системы ППД

Текущий нагнетательный фонд на объекте составляет 51 скважину. Средняя приемистость составляет 1548 м³/сут.

Для обеспечения компенсации отборов необходимо увеличение нагнетательного фонда путем перевода добывающих скважин в нагнетание либо бурением дополнительных уплотняющих нагнетательных скважин.

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

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

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

Основной тип заканчивания горизонтальных скважин – установка песчаных фильтров, преимущественно без заколонных пакеров, что приводит к невозможности проведения поинтервальных обработок пласта в стволе скважины и сложности выделения обводнившихся интервалов методами ПГИ по причине перетоков добываемой жидкости за фильтрами.

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

Осложнения:

Несмотря на относительную сформированность системы ППД на объекте Як-III-VII, существуют проблемы с эффективностью закачки рабочего агента в пласт. Основной проблемой является неравномерность профилей приемистости и невысокий коэффициент охвата работающих толщин что связано с наличием

трещин АГРП на большей части нагнетательного фонда, так, по данным ПГИ, среднее значение коэффициента охвата работающих толщин нагнетанием не превышает 40 %.

Возможные негативные последствия возникновения трещин АГРП:

1. неконтролируемый рост трещины и уход закачиваемого агента в газовую шапку либо в аквифер, что приведет к снижению эффективности закачки;
2. в случае расчлененного разреза - вытеснение нефти только по пропластку с трещиной АГРП;
3. ранний прорыв воды в добывающие скважины.

Причина возникновения трещин – увеличение отборов на добывающих скважинах и соответствующее увеличение закачки для компенсации отборов. Это привело к превышению забойного давления над давлением гидроразрыва пласта и образованию трещин АГРП.

Снизить негативный эффект от возникших трещин возможно только снижением объемов закачки, что потребует увеличения количества нагнетательных скважин для поддержания требуемого уровня компенсации отборов. По мере введения в добычу скважин уплотняющего фонда требуемый уровень закачки будет только увеличиваться что может потребовать пересмотра времени перевода скважин из отработки в нагнетание либо увеличения количества нагнетательных скважин.

Исходя из текущей ситуации необходимо следовать следующим рекомендациям:

1. проводить контроль технического состояния нагнетательных скважин методами ГДИС и ПГИ для оценки рисков прорывов воды по трещинам АГРП;
2. провести опытные мероприятия по выравниванию профиля приемистости скважин компоновками ОРЗ либо другими физико-химическими методами с аналогичным эффектом;
3. рассмотреть варианты с увеличением количества нагнетательных

скважин либо более ранним переводом скважин из отработки в нагнетание.

Кроме этого, стоит отметить проблему возникновения конусов воды и газа в добывающих скважинах, что вызывает рост обводненности продукции и осложняет работу скважинного и поверхностного оборудования.

Выводы

Основные выводы по объекту Як-III-VII:

1. Велика вероятность снижения объема газовой шапки и сопутствующая потеря запасов подвижной нефти (на данный момент до 10 млн.т), необходимо провести замеры давления в ГШ и контролировать уровень ГНК во времени (СО каротаж), провести мероприятия по ограничению добычи газа из ГШ (РИР в скважинах подгазовой зоны), рассмотреть варианты барьерного заводнения в ГШ;

2. Текущего фонда нагнетательных скважин недостаточно для компенсации отборов жидкости, необходим перевод части добывающих скважин в нагнетание либо бурение дополнительного фонда нагнетательных скважин;

3. Массовое наличие трещин АГРП на нагнетательном фонде приводит к неэффективному вертикальному вытеснению запасов нефти, необходимо рассмотреть мероприятия по выравниванию профиля притока (ОРЗ, закачка гелей).

2.5.2 Объект Нх-I

Энергетическое состояние залежи и принципиальная схема разработки

Объект разработки Нх-I является залежью с газовой шапкой (доля ГШ 0,3 % от объема пластовой нефти), однорядной схемой размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м. На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

1 жесткий водонапорный режим – режим разработки реализуемый по

мере реализации системы ППД;

2 режим растворенного газа – по причине обработки нагнетательных скважин на добычу и соответственно низким уровням компенсации данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта.

На рисунке 10 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

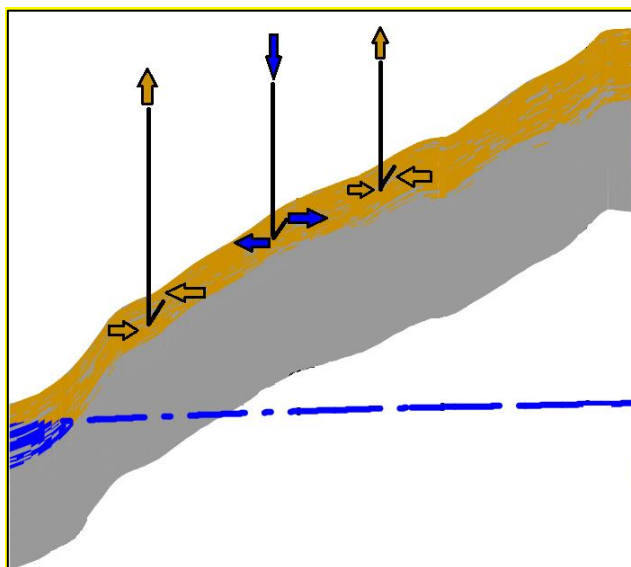


Рисунок 10 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-І

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является прорыв воды от нагнетательных скважин, следовательно необходимо контролировать давления и профили закачки во избежание образования трещин АГРП по направлению к добывающим скважинам. Характеристика системы ППД

Характеристика системы ППД

На объекте Нх-І система ППД сформирована в южной части и частично в центральной части и представляет из себя рядную систему горизонтальных скважин, расстояние между рядами и между скважинами в ряду - 1000 м. В северной части залежи система разработки не сформирована. Средняя приемистость составляет $209 \text{ м}^3/\text{сут.}$, что существенно не отличается от показателей прошлого года.

При оценке эффективности реализуемой системы ППД также необходимо учитывать геологические особенности строения пласта и соответствие интервалов закачки интервалам добычи нефти. Пласт Нх-І характеризуется небольшой толщиной и низкой расчлененностью (3,6 ед., прибрежно-морские отложения, протяженные и выдержанные по толщине песчаники) что предполагает высокую эффективность разработки горизонтальными скважинами.

Все нагнетательные скважины являются горизонтальными, вскрывая при этом интервалы начальной нефтенасыщенности с неухудшенными ФЕС (соответствуют интервалам вскрытия пласта добывающими скважинами).

Добывающие скважины полностью вскрывают зону с хорошими ФЕС

Основной тип заканчивания горизонтальных скважин – установка песчаных фильтров, преимущественно без заколонных пакеров, что приводит к невозможности проведения поинтервальных обработок пласта в стволе скважины и сложности выделения обводнившихся интервалов методами ПГИ по причине перетоков добываемой жидкости за фильтрами.

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

Коэффициент охвата нагнетанием работающих толщин на объекте достаточно высокий и, в среднем, превышает 60 %

Выводы

Основные выводы по объекту Нх-І

1 Значительное снижение пластового давления обусловлено длительным процессом формирования системы ППД, однако фонд нагнетательных скважин разбурен и уровень компенсации отборов растет.

2 Значительная часть геологических запасов (84 из 134 млн. т нефти) не вовлечена в разработку так как находится в области пласта с крайне низкими ФЕС (проницаемость менее 1мД). Вовлечь эти запасы в разработку возможно

лишь с применением операции ГРП, однако при проведении пробных операций ГРП возникла проблема с высвобождением воды из вскрытых трещинами пропластков и, как следствие, значительный рост обводненности скважин. Кроме этого, наличие трещин ГРП на добывающих скважинах повышает риски прорыва воды от нагнетательных скважин, так как сетка не ориентирована по направлению развития трещин и все созданные трещины направлены в сторону нагнетательных скважин.

2.5.3 Объект Нх-III-IV

Объект разработки Нх-III-IV является нефтегазоконденсатной залежью с краевой водой, однорядной схемой размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м. с уплотняющим бурением. На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

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

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

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

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

На рисунке 11 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

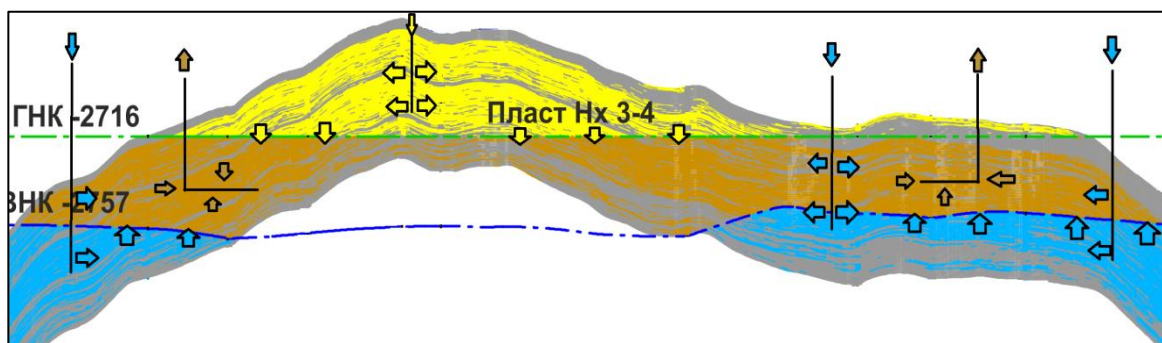


Рисунок 11 - Принципиальная схема разработки объекта Nk-III-IV

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

Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК в наблюдательных и вводимых из бурения скважинах. В случае значительной разницы давления между ГШ и нефтенасыщенной зоной и перемещением ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант увеличения объемов закачки рабочего агента в ГШ либо применение барьерного заводнения.

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

Характеристика системы ППД

На объекте Nk-III-IV поддержание пластового давления происходит приконтурной системой ППД с расположением нагнетательных скважин на восточном и западном борту структуры а также несколькими элементами внутриконтурной блочной системы ППД на севере залежи. Нагнетательный фонд

составляет 29 скважин. Средняя приемистость на 01.01.2014 г. составляет 676 м³/сут.

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

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

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

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

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

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

Основные выводы по объекту Нх-III-IV

1 Значительное снижение пластового давления обусловлено не законченным процессом формирования системы ППД на севере залежи, в 2014 году планируется перевод из отработки на нефть в нагнетание скважин внутриконтурного заводнения, так как приконтурное заводнение недостаточно эффективно поддерживает пластовое давление закачка газа в газовую шапку на юге залежи должна была осуществляться с конца 2012 г. однако по причине задержки строительства и ввода объектов наземной инфраструктуры она была отложена и началась лишь в октябре 2013 года, что сильно повлияло на уровень компенсации в подгазовой зоне пласта. На 01.06.2014 (полгода спустя после начала закачки газа) пластовое давление в газовой шапке поднялось (согласно замерам ГДИС) на 10 атмосфер (с 215 до 225 атм), что подтверждает сильное влияние закачки газа на поддержание пластового давления.

2 Значительная часть геологических запасов (148 из 350 млн. т нефти) не вовлечена в разработку так как находится в зоне пласта с крайне низкими ФЕС (фазовая проницаемость по нефти 2 мД). Вовлечь эти запасы в разработку возможно лишь разбуриванием горизонтальных скважин вскрывающих только пласт Нх-III и применением компоновок ОРЗ в нагнетательных скважинах с целью контроля процесса вытеснения.

3 Новые технологии для заканчивания скважин Ванкорского месторождения

Заканчивание скважин является одним из важнейших аспектов добычи углеводородов. За последние несколько лет в мире было пробурено большое количество горизонтальных скважин. Основная задача горизонтальной скважины - увеличение поверхности контакта с коллектором и, таким образом, повышение ее производительности. Для мониторинга эффективности горизонтальных скважин и выявления причины, повышающейся обводненности и газового фактора на ванкорском месторождении, были проведены ряд исследований.

Анализ исследования методом углерод-кислородного каротажа (С/О каротаж) показал следующие результаты:

- по объекту Як-III-VII: причиной обводнения добывающих скважин является прорывы по высокопроницаемым пропласткам от нагнетательных скважин систем ППД;
- по объекту Нх-I: отмечается формирование зоны разгазирования в кровельной части коллектора;
- по объекту Нх-III-IV: отмечается продвижение газа из газовой шапки в нефтяную часть и последующий прорыв в добывающие скважины, также отмечается обводнение нижней части нефтяного интервала, ввиду продвижения приконтурной воды в основную часть залежи.

Также на выборочных скважинах были проведены ПГИ (промыслово-геофизические исследования), которые были вызваны необходимостью выяснения причин роста газового фактора и обводненности. По ПГИ определены интервалы поступления воды и газа и ориентировочные дебиты на момент проведения исследований. Также проводился анализ статистики работающих толщин по горизонтальным скважинам. Ниже представлены на рисунке 12 результаты исследования для ряда скважин - статистика

работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV, где по оси "х" - номера фильтров, а по оси "у" – процент работающей длины.

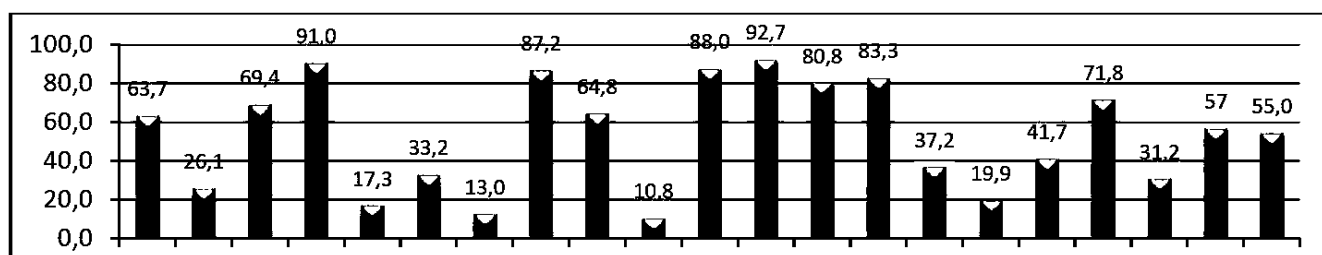


Рисунок 12- Статистика работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV в группе ГС

Охват работой перфорированного интервала или интервала фильтра напрямую зависит от мощности суперколлектора, через который проходит ствол скважины во вскрытом интервале, этим и объясняется достаточно большой разброс долей охвата толщины коллектора работой.

Как видно из данного рисунка для многих скважин большая часть интервала скважины не работает, соответственно запасы данной области не вырабатываются.

Можно сделать вывод, что при разработке Ванкорского месторождения системами горизонтальных скважин одними из основных проблем являются:

- неконтролируемые прорывы воды в добывающие скважины, как из приконтурных вод, так и вследствие прорывов воды от нагнетательных скважин ППД по высокопроницаемым пропласткам;
- неконтролируемые прорывы газа из газовой шапки в подгазовых зонах;
- неравномерный профиль притока вследствие значительных неоднородностей по проницаемости.

Внедрение интеллектуальных систем заканчивания скважин на Ванкорском месторождении позволит решить данные проблемы и достичь проектных показателей, как по добыче и КИН, так и по экономическим составляющим проекта.

3.1 Текущая схема заканчивания скважин

Выбор конструкции скважины зависит от особенностей разрабатываемой залежи. От данных характеристик также зависит глубина спуска обсадных колонн, цементирования, диаметры.

В зависимости от назначения скважин конструкция может существенно изменяться, но всегда должна удовлетворять некоторым общим требованиям, которые сводятся к следующему:

- проводку скважины до проектной глубины;
- рациональное вскрытие продуктивных горизонтов
- надежное разобщение пройденных пород и их герметизация, что вытекает из требований охраны недр и окружающей среды и достигается за счет прочности и долговечности крепи, герметичности обсадных колонн, межколонных и заколонных пространств, а также за счет изоляции флюидонасыщенных горизонтов;
- получение максимального количества горно-геологической и физической информации по вскрываемому скважиной разрезу;
- возможность оперативного контроля за вероятным межколонным или заколонным перетоком флюидов;
- длительная безаварийная работа при условии безопасного ведения работ на всех этапах жизни скважины;
- конструкция должна иметь определенный диаметр обсадных труб, что особо относится к эксплуатационной колонне;
- быть стабильной (не изменять своих первоначальных характеристик в течение длительного времени или после проведения определенных технологических операций);
- эффективное фиксирование конструкции в стволе скважины;

- возможность аварийного глушения скважины;
- возможность трансформации одного вида скважины в другой за счет максимальной унификации по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Продуктивные горизонты ванкорского месторождения состоят из слабосцементированных терригенных горных пород, что неизбежно приводит к выносу механических примесей при промышленной добыче.

Решений у данной проблемы не так много. Всего три:

- использование износостойких элементов скважины;
- закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- установка фильтров на забое и в компоновке насоса.

По имеющимся данным на ванкорском месторождении выявлена зависимость содержания механических примесей от обводненности скважинной продукции. Распределение количества взвешенных частиц по группам пластов Як III-VII представлено ниже на рисунке 13.

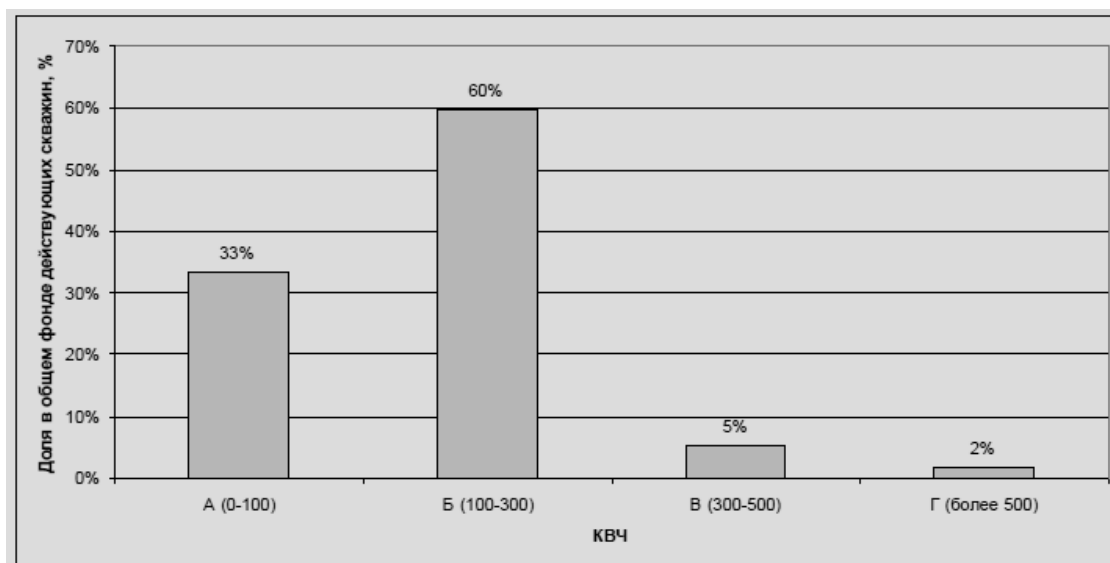


Рисунок 13 - Распределение количества взвешенных частиц по группам пласта Як III-VII Ванкорского месторождения

Технологическим решением по борьбе с пескопроявлением на Ванкорском месторождении применяют проволочные противопесочные фильтры отечественного и зарубежного производства.

Типовая схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины представлена на рисунке 14. В компоновку хвостовика входят: пакер-подвески хвостовика 114/178 мм (подвеска устанавливается 100 метров выше башмака эксплуатационной колонны 178 мм), глухие трубы 114 мм, проволочные противопесочные фильтры 114 мм, башмак. В случае бурения и заканчивания скважин в подгазовых зонах в компоновку заканчивания добавляется пакер манжетного цементирования, и используется цементировочный пакер подвески хвостовика на рисунке 15 представлена схема заканчивания скважин при бурении подгазовых зон. В этом случае интервал от точки входа в кровлю пласта до пакера подвески цементируется через пакер манжетного цементирования. Данная система заканчивания предназначена для предотвращения прорывов газа по заколонному пространству в скважину.

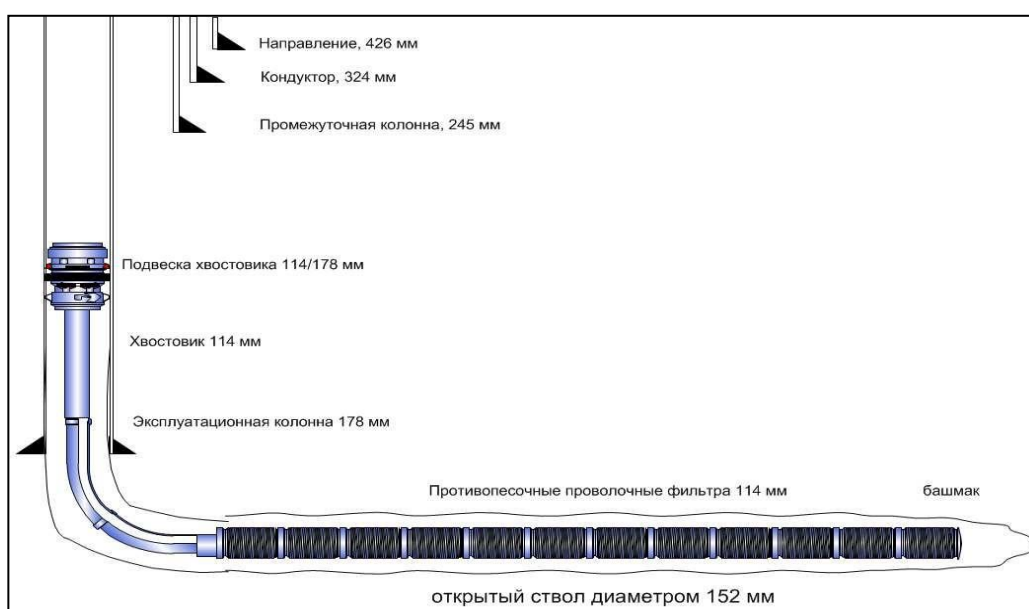


Рисунок 14 - Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Ванкорского месторождения

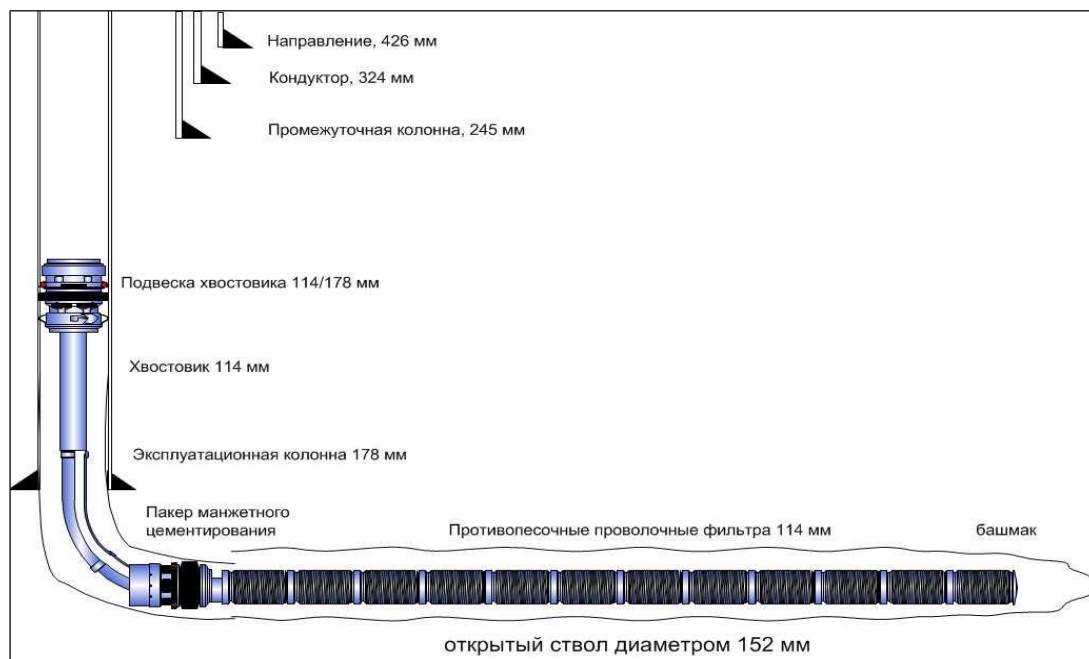


Рисунок 15 - Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Ванкорского месторождения при бурении подгазовых зон

Одним из важнейших аспектов заканчивания скважин является использование заколонных пакеров. На Ванкорском месторождении применяются разбухающие заколонные пакера, которые увеличиваются в размерах при контакте с водой или нефтью. В качестве разбухающего материала применяется специальная резина. Популярность заколонных пакеров можно объяснить тем, что значительная часть потока пластового флюида может протекать в затрубном пространстве между стенкой скважины и внешним диаметром трубы. При прорыве воды или газа в скважину, законченную без заколонных пакеров данный флюид будет попадать в фильтр только в пяточной части ГС. Ввиду перетоков, прорвавшего флюида в затрубном пространстве крайне проблематично проводить ремонтно-изоляционные работы с помощью закачки изолирующих растворов интервала прорыва воды или газа. Установка заколонных пакеров позволит эффективно изолировать участок прорыва газа или воды, так как возможно точное определение данного интервала по

результатам ПГИ. Схема заканчивания горизонтальной скважины с заколонными разбухающими пакерами представлена на рисунке 16.

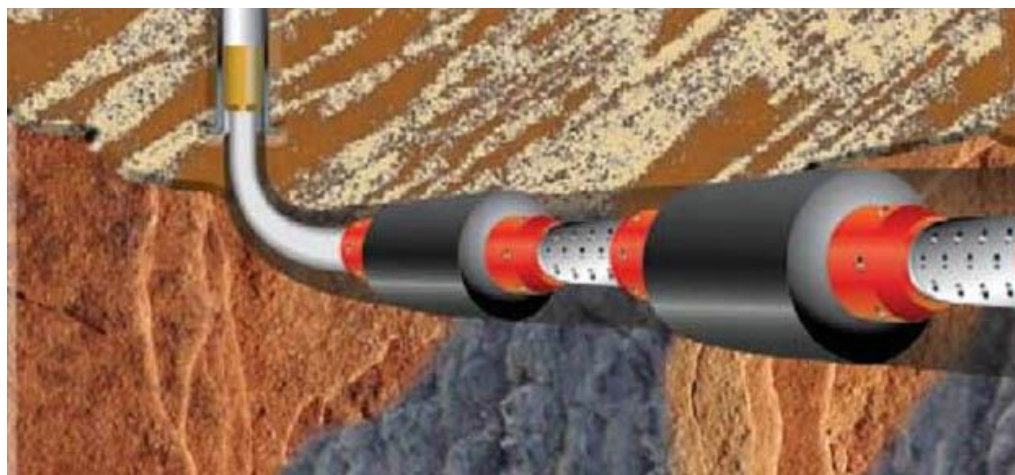


Рисунок 16 - Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины с использованием заколонных пакеров

Значительная длина горизонтального участка и существенная неоднородность по проницаемости (различные участки горизонтального ствола одной и той же скважины могут отличаться по проницаемости в 100 раз) обуславливают неоднородность притока к горизонтальному участку и, как следствие, неравномерность выработки запасов скважиной.

Вытекающие из этого риски:

- прорывы газа из газовой шапки, которые могут происходить как по высокопроницаемым прослоям, так и перпендикулярно напластованию;
- прорывы подошвенной воды;
- прорыв воды от нагнетательных скважин по высокопроницаемым прослоям.

Для решения данной проблемы за последние несколько лет в России проведены ряд промышленных испытаний с использованием пассивных систем контроля притока на скважинах, законченных с открытым стволом. Данные системы представляют собой противопесочные фильтры с установленными на

них устройствами контроля притока (ICD). Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними. В случае, когда горизонтальная скважина проходит по неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, высока вероятность быстрого прорыва газа или воды по высокопроницаемым зонам.

Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока дает возможность прижать высокопроницаемые зоны и, тем самым, интенсифицировать приток из низкопроницаемых участков. Это позволяет выровнять профиль притока по всей длине скважины и предотвратить ранние прорывы газа/воды. На рынке имеются два вида пассивных систем контроля притока иностранных компаний Бейкер-Хьюз (трубно-канальные) и Шлюмберже (штуцерные), которые используются на некоторых скважинах ванкорского месторождения. На рисунке 17 и рисунке 18 представлены данные системы.



Рисунок 17 - Устройство контроля притока (Шлюмберже)

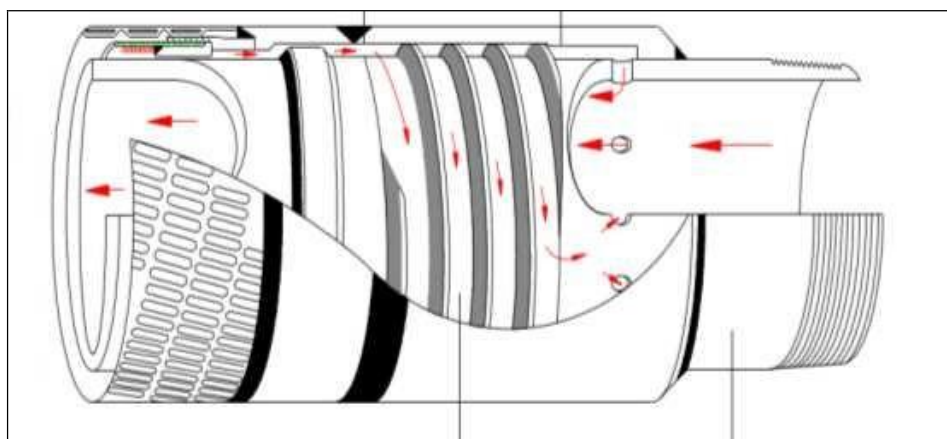


Рисунок 18 - Устройство контроля притока (Бейкер-Хьюз)

Один из основных недостатков трубочно-винтовых систем контроля притока является риск раннего закупоривания винтовых каналов. Основным же недостатком штуцерных систем контроля притока является то, что поток флюида, проходя через штуцер, приобретает очень большую скорость, что, в свою очередь, значительно повышает риск эрозии оборудования. Это неизбежно приводит к снижению сопротивления оборудования потоку, и следовательно, ухудшает нормальную работоспособность ГС.

Пассивные системы контроля притока настраиваются в зависимости от фильтрационных характеристик каждого участка, разрабатываемого продуктивного горизонта. Данный факт несет в себе огромные риски, связанные с неверной интерпретацией геофизических данных, ошибки в геологической модели, недоспуска компоновки заканчивания до намеченной глубины, а также изменением характера притока с течением времени эксплуатации скважины. Также данная система не позволяет защитить контактные месторождения при разработке нефтяных оторочек с помощью ГС с сильной газовой шапкой. Для таких залежей характерны ранние прорывы воды (из системы ППД) и газа. Пассивные системы контроля не позволяют в полной мере решить данную проблему, а лишь отсрочить прорыв газа, что приводит к необходимости снижения депрессии, либо периодичной остановки скважин, либо их консервации. Что пагубно влияет на дебит и приводит к

снижению экономической эффективности проекта. Ярким примером данной проблемы является, рассматриваемое нами, Ванкорское месторождение.

3.2 Интеллектуальное заканчивание скважин

Нефтедобывающая отрасль продолжает опровергать прогнозы о неизбежном падении добычи нефти, непрерывно восполняя извлекаемые запасы – часто благодаря инновациям. Некоторые специалисты считают, что самым многообещающим среди нововведений, способных обеспечить прирост извлекаемых запасов, является технология интеллектуальных скважин, позволяющая осуществлять мониторинг и контроль продуктивных зон без внутрискважинных работ. Благодаря мониторингу и управлению добычей из продуктивного пласта в реальном времени, технологии интеллектуальных скважин обеспечивают максимальную площадь дренирования пласта и точную проводку скважин при использовании последних инноваций в области бурения и заканчивания, что ведет к существенному росту нефтеотдачи и ускорению добычи. Практические примеры с месторождений в Мексиканском заливе, Северном море, Саудовской Аравии и Африке иллюстрируют, как технология интеллектуальных скважин может способствовать повышению добычи с меньшими затратами, определению потенциала новых месторождений и существенному снижению водопритока. Основа технологии интеллектуальных скважин – управляемые с поверхности скважинные клапаны, используемые для регулирования притока из отдельных зон или боковых стволов, и постоянные скважинные датчики температуры и давления. По сути, это потомки традиционных клапанов регулирования притока, спускаемых и управляемых с помощью кабеля. Интеллектуальное заканчивание скважины, как правило, включает в себя систему забойных датчиков и регулирующих клапанов, которые позволяют принять меры для оптимизации добычи или закачки. Регулирующие клапана бывают двухпозиционные (работающие только

в двух режимах: ОТКРЫТ/ЗАКРЫТ) или регулируемые (дроссельные клапана) с возможностью работы на штуцерах разного размера, предоставляющий больше возможностей для управления зональным притоком или закачкой. Та же скважина помимо датчиков давления/температуры может иметь также расходомеры в каждой зоне и распределенные датчики температуры по стволу скважины. Оборудование мониторинга скважины обладает функцией передачи информации на поверхность в режиме реального времени без необходимости проведения внутрискважинных работ.

Система интеллектуального заканчивания скважин состоит из четырёх основных компонентов:

- многоканальный пакер – для разобщения зон эксплуатации или закачки (многоканальность пакера требуется для проводки контрольных линий или электрических кабелей для клапанов и систем мониторинга);
- регулируемый забойный клапан с дистанционным управлением (стандартно устанавливаются либо двухпозиционные либо многопозиционные регулируемые клапаны). Связь с поверхностью осуществляется с помощью гидравлических контрольных линий, либо посредством электрического кабеля. На данный момент гидравлическое соединение является наиболее распространенной технологией.
- средства мониторинга (датчики давления, температуры, или оптоволоконная система распределенного замера температуры). Некоторые производители устанавливают датчики давления и температуры как снаружи, так и внутри оборудования заканчивания. Это дает возможность оценить по перепаду давления и известному проходному сечению клапана расход с каждой зоны.
- наземная система сбора и обработки информации и управления.

Оборудование интеллектуального заканчивания (пакера, клапана, системы мониторинга) спускается в скважину на колонне НКТ, а все гидравлические линии и электрические кабеля присоединяются к НКТ хомутами для защиты во время спуско-подъемных операций. И эксплуатация

также ведется через данную колонну НКТ. Следовательно, появляется одно из важных ограничений по возможности использования интеллектуальных систем заканчивания - данную систему возможно установить при фонтанной или газлифтной эксплуатации скважин. Например, при эксплуатации скважин УЭЦН, не будет возможности разделить оборудование на нижнее и верхнее заканчивание. На данный момент ведутся разработки системы индуктивной передачи информации (без участия гидравлических линий)

В случае с Ванкорским месторождением, где заканчивание происходит с заколонными пакерами и противопесочными фильтрами, внутрь хвостовика можно установить систему интеллектуального заканчивания, устанавливаемую в качестве повторного заканчивания, в горизонтальную скважину, законченную цементированным и перфорированным хвостовиком.

На данный момент на рынке присутствуют две зарубежные системы интеллектуального заканчивания скважин:

- Шлюмберже. Система IntelliZone Compact [1]
- Халибертон. Интеллектуальная система заканчивания WellDynamics SmartWell [2]

Интеллектуальные системы заканчивания нашли отклик у операторов добычи как в России, так и за границей. Например, компания Шелл на месторождении На-Кика в мексиканском заливе увеличило добычу, с помощью, рассматриваемой нами системы, на 28 процентов по сравнению с традиционной добычей [3].

Компания Schlumberger спроектировала и установила систему интеллектуального заканчивания на скважине A12 месторождения Харадх, что позволило снизить обводненность продукции с 23 процентов практически до нуля. Скважина на залежи Харадх включает горизонтально установленный хвостовик диаметром 7 дюймов, горизонтальный необсаженный участок и хвостовик диаметром 4,5 дюйма. Из хвостовика диаметром 7 дюймов пробурено еще 2 ответвления, законченных открытым стволом. В данном случае, система

регулирования притока и внутрискважинных измерений позволила существенно снизить водоприток на залежи. Схема заканчивания скважины А12 представлена на рисунке 19.

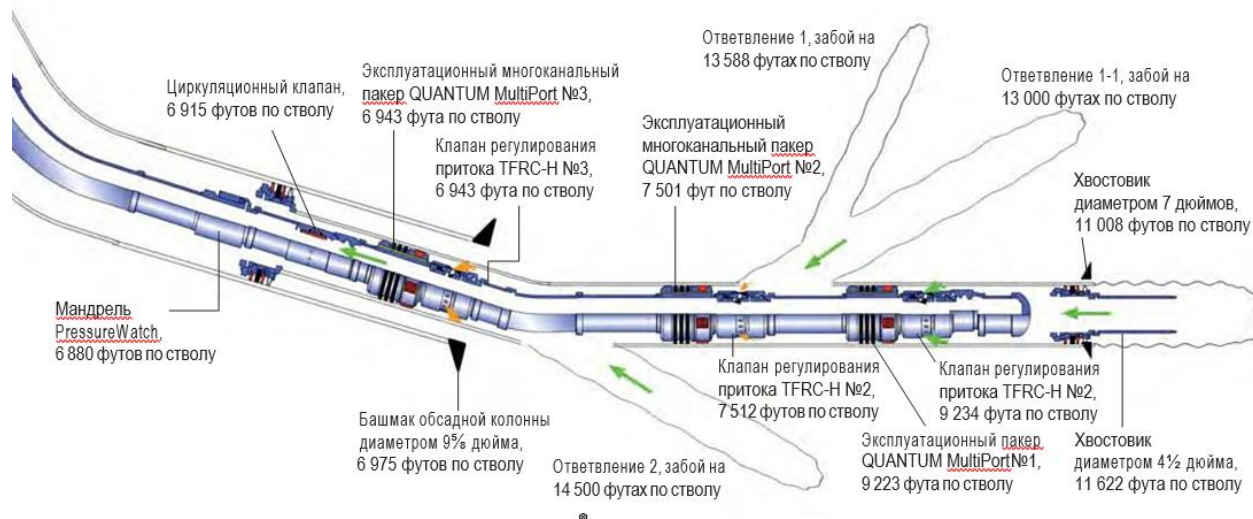


Рисунок 19 - Схема интеллектуального заканчивания скважины А12 на месторождении Харадх, Саудовская Аравия

На отечественных месторождениях также замечены положительные эффекты от интеллектуального заканчивания скважин. Данную систему внедрила компания Сахалин Энерджи”. не только для добывающих, но и для нагнетательных скважин на платформах “Лунская-А” и “Пильтун- Астохская-Б”

3.3 Выбор объекта для применения технологии на Ванкорском месторождении

Для того, чтобы оптимально подобрать пласт для внедрения интеллектуальных скважин нужно разобраться в геологическом строении залежи, наличие подгазовых зон, характера распределения фильтрационных характеристик, близость флюидоразделяющих контактов к траектории скважины, характер расчленности разреза. Мы выберем для анализа пласты, которые на данный момент наиболее вовлечены в разработку, а именно Як-III-VII и пласты нижнехетской свиты (пласты Нх-I, Нх-III-IV). Для данных пластов характерно наличие газовой шапки. Для Нх-I оно связано с разработкой в режиме растворенного газа. Для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV одной из проблем эксплуатации является прорыв газа из массивной газовой шапки в горизонтальные скважины, пробуренные в подгазовой зоне и растущей обводненности. Для пласта характерны прорывы воды из скважин системы ППД. Для пласта Нх-III-IV отмечается обводнение нижней части нефтяного интервала, ввиду продвижения приконтурной воды в основную часть залежи по суперколлектору. Из данных выше можно сделать вывод, что внедрение интеллектуальных систем заканчивания скважин помогут снизить растущую обводненность пластов Як-III-VII и Нх-III-IV.

Остановимся подробнее на пласте Нх-III-IV. У данного проуктивного горизонта наблюдается наличие суперколлектора (верхняя часть пласта). По результатам анализа керна выявлена зависимость проницаемости от пористости, которая представлена на рисунке 19. Как видно из данного графика проницаемость суперколлектора на два порядка выше, чем в других интервалах.

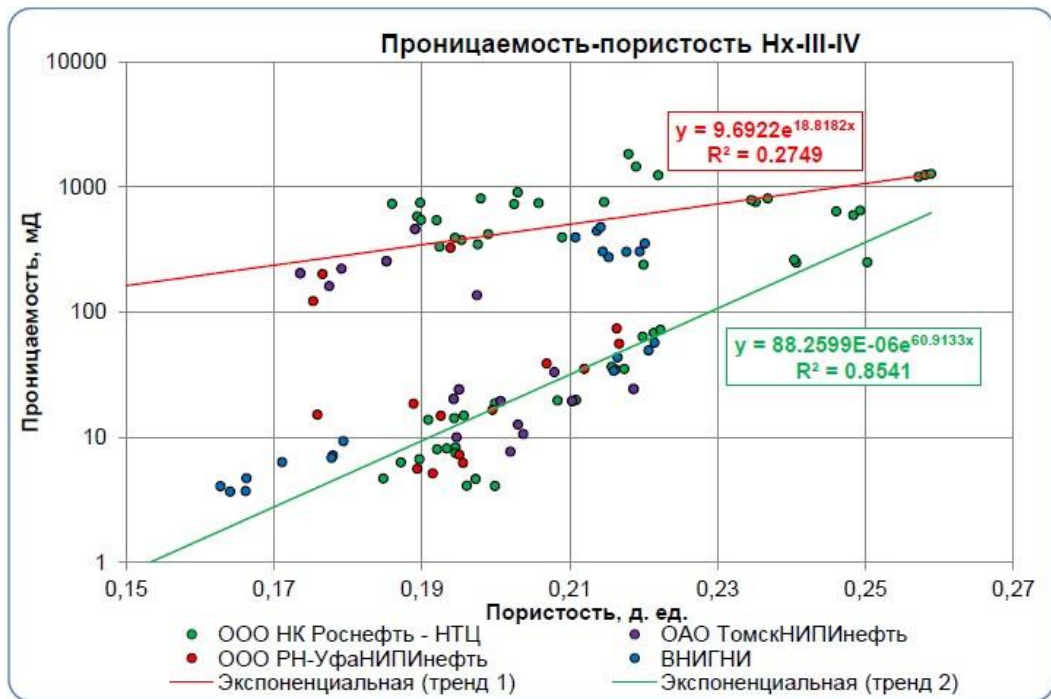


Рисунок 20 - Зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV

Анализ ПГИ скважинам пласта Нх III-IV (рисунок 20) показывает, что мощность охвата перфорированного участка зависит от мощности суперколлектора через который проходит ствол скважины во вскрытом интервале. Этим и объясняется достаточно большой разброс долей охвата толщины коллектора работой. Как видно из данного рисунка для многих скважин большая часть интервала скважины не работает, соответственно запасы данной области не вырабатываются. Для выравнивания профиля притока пласта Нх III-IV мы предлагаем использовать интеллектуальные системы заканчивания скважин.

Одним из важнейших факторов решения для использования интеллектуальных скважин является наличие большого количества скважин, работающих фонтанным способом. Пласт Нх-III-IV эксплуатируется наибольшим количеством скважин фонтанным способом (50 скважин) по сравнению с УЭЦН (21

скважина). Ниже приведена таблица 5 структуры добывающего фонда Ванкорского месторождения.

Таблица 5 - Структура добывающего фонда скважин Ванкорского месторождения

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як 3-7	пласт Нх 3-4	пласт Сд 9	пласт Нх 1
Эксплуатационный фонд	144	87	-	46
Действующий фонд, в т.ч.	126	71	-	36
УЭЦН	119	21	-	34
ФОН	7	50	-	2
Добыча жидкости, т/сут	60309,03	10623,29	-	1316,99
ФОН	1869,12	8491,23	-	307,4
УЭЦН	58439,9	2132,05	-	1009,59
Добыча нефти, т/сут	38314,1	9635,89	-	1286,58
ФОН	1549,2	8319,18	-	306,85
УЭЦН	36764,9	1316,44	-	979,73
Периодический фонд	0	0	-	0
Ликвидированы	6	6	-	6
В накоплении	4	1	-	1
Остановлены	5	0	-	1
В бурении	13	6	-	6
Бездействующий фонд	9	15	-	8

Таким образом можно сделать вывод, что наилучшим вариантом внедрения новой технологии интеллектуального заканчивания скважин является пласт Нх-III-IV. Данный вывод сделан на основе того, что в данном продуктивном горизонте присутствует суперколлектор, имеется большее количество скважин, работающих фонтанным способом по сравнению с другими пластами, наличием подгазовых зон и растущей обводненностью продукции.

3.4 Расчет целесообразности использования интеллектуального заканчивания на Ванкорском месторождении

Один из важнейших минусов, рассматриваемой технологии - ее высокая стоимость. Установка для одной скважины интеллектуального заканчивания в условиях Крайнего севера обойдется в 200 млн. рублей [11].

Результаты зарубежных исследований показали, что применение данной технологии снижает обводненность продукции практически до нуля и затраты на КРС [11].

Рассчитаем технологию интеллектуальных скважин применительно для Ванкорского месторождения.

Для достижения результата необходимо рассчитать потери добычи за счет прорыва воды в одну фонтанную скважину № 1. Для расчета выберем пласт Нх-III-IV за период в 11 месяцев. Потери за счет добычи, прорвавшейся воды представлены в таблице 6.

Потери добычи продукции в течении указанного периода рассчитаем по формуле 1:

$$Q_{\text{п}} = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} , \quad (1)$$

где q_1 - потери за январь 2015 г.;

q_2 - потери за февраль 2015 г.;

q_3 - потери за март 2015 г.;

q_4 - потери за апрель 2015 г.;

q_5 - потери за май 2015 г.;

q_6 - потери за июнь 2015 г.;

q_7 - потери за июль 2015 г.;

q_8 - потери за август 2015 г.;

q_9 - потери за сентябрь 2015 г.;

q_{10} - потери за октябрь 2015 г.;

q_{11} - потери за ноябрь 2015 г.;

В результате проведенных вычислений $Q_{\text{п}} = 12575$ тонн.

Таблица 6 - Потери за счет добычи, прорвавшейся воды скважины 1

Наименование	Январь 2015	Февраль 2015	Март 2015	Апрель 2015,	Май 2015	Июнь 2015	Июль 2015	Август 2015	Сентябрь 2015	Октябрь 2015	Ноябрь 2015
Потери добычи нефти за сутки в течении месяца, т/сут	13	26	27	31	40	42	41	45	50	49	52
Потери добычи нефти за каждые сутки течении месяца, q_n т/сут	403	780	810	868	1200	1260	1230	1395	1550	1519	1560

Рассчитаем потерянную выручку по формуле 2:

$$V_{\Pi} = Q_{\Pi} \cdot p, \quad (2)$$

где Q_{Π} – потери добычи продукции;

p – стоимость одной тонны нефтепродуктов.

Для удобства расчётов примем стоимость одной тонны нефтепродуктов на рынке 20000 рублей.

В результате проведенных вычислений $v_{\Pi} = 251$ млн. рублей.

Проведенные выше расчеты не учитывали затраты на КРС. Учтем затраты на КРС и вновь рассчитаем потерянную выручку.

Примем стоимость затрат на КРС равной 4,5 млн. рублей. Учтем тот факт, что в среднем КРС проводится 2 раза в течении 11 месяцев.

Рассчитаем потерянную выручку с учетом затрат на КРС по формуле 3:

$$V_{\text{потерь}} = V_{\Pi} + N \cdot Z_{\text{КРС}}, \quad (3)$$

где v_{Π} – потерянная прибыль без учета затрат на КРС

$Z_{\text{КРС}}$ – затраты на КРС

N – количество КРС за 11 месяцев

В результате вычислений $V_{\text{потерь}} = 260$ млн. рублей.

Рассчитаем потерянную выручку с учетом НДС и получим прибыль от внедрения новой технологии по формуле 4:

$$\Pi = V_{\text{потерь}} \cdot \text{НДС}, \quad (4)$$

Для расчета потерянной выручки примем НДС = 18%.

В результате проведенных вычислений получим прибыль от внедрения новой технологии за 11 месяцев: $P = 213,2$ млн. рублей.

Учтем потерянные финансы на установку интеллектуальной системы заканчивания скважин и получим конечную прибыль от внедрения новой технологии:

$$P_k = 213,2 - 200 = 13,2 \text{ млн. руб.}$$

Из проведенных расчетов можно сделать вывод, что благодаря выравниванию профиля притока, а, следовательно, снижения риска прорыва воды, новая система окупится в течении 11 месяцев на скважине.

4 Безопасность и экологичность

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны со взрывопожароопасными веществами, токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред здоровью человека, а также нанести вред экологической системе.

Работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности.

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

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

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

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

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на

Ванкорском месторождении, представлены в таблице 7. [11]

Таблица 7 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительного-монтажных работ

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

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ [26].

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. [20].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев -41°C , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с [12].

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

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

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

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

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

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С [13].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

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

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда [14].

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

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

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м² [15].

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах

производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

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

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [26]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 8 [16].

Таблица 8 – Характеристики производственного освещения

Характеристики	Оборудование и значения
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 помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [17].

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [18].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [20].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

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

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 9 [19].

Таблица 9 – 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 O ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300
Хлор	0,1

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

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [20].

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

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [19].

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки

при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

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

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно действующим нормативным Правилам [25].

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].

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

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [20].

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

В Таблице 10 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих

веществ [20].

Таблица 10 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

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

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

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению. [31]

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

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

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

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

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 11 [24].

Таблица 11 – Анализ возможных аварийных ситуаций

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

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

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при

выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

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

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

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

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

4.7 Экологичность проекта

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключаящих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

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

- организация санитарно-защитной зоны от объектов;

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;

- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;

- сооружение систем накопления отходов бурения;

- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;

- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;

- обезвреживание отходов бурения методом отвердения;

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны со взрывопожароопасными веществами, токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред здоровью человека, а также нанести вред экологической системе.

Работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности.

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

4.8 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

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

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

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 12 [19].

Таблица 12 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промысловых и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;

Окончание таблицы 12

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли;	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ [26].

По основному виду экономической деятельности установлен ХХХ класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4 % к начисленной оплате труда. [12].

4.9 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Іб, средняя температура воздуха зимних месяцев -41°C , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [20]

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения

холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

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

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

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

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

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °C [13].

4.10 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

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

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда [14].

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

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

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м² [20].

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

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

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ [26].

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 11 [16].

Таблица 13 – Характеристики производственного освещения

Характеристики	Оборудование и значения
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 помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [19].

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [18].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [20].

4.11 Обеспечение безопасности технологического процесса

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

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 13 [19].

Таблица 13 – 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 O ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300
Хлор	0,1

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

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [20].

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

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [21].

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

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с

требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности [30].

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно действующим нормативным Правилам [19].

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].

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

4.12 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [20].

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

В Таблице 14 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [16].

Таблица 14 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

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

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

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [23].

4.13 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В АО «Ванкорнефть» разработан «План ликвидации аварий», текст которого содержит порядок действий ответственных лиц, их контакты, а также

список необходимых технических средств и материалов. Данный документ разработан с целью предотвращения аварийных ситуаций.

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

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

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 15 [24].

Таблица 15 – Анализ возможных аварийных ситуаций

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

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

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

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

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

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

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

4.14 Экологичность проекта

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключаящих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;

- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны отобъектов.
- Основными действиями по охране почв являются:
 - прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
 - устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;
 - сооружение систем накопления отходов бурения;
 - устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
 - сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
 - обезвреживание отходов бурения методом отвердения;
 - после завершения работ проводится восстановление нарушенных земель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проведен анализ возможности использования интеллектуального заканчивания скважин на примере Ванкорского месторождения, рассмотрена текущая схема заканчивания, основные варианты компоновки.

По проведенной работе можно сделать вывод, что внедрение технологии интеллектуального заканчивания скважин позволит в режиме реального времени контролировать работу каждой скважины, что существенно снижает обводненность продукции, стремительно растущей на Ванкорском месторождении, повысить коэффициент извлечения нефти. Так же в данной работе рассмотрены примеры применения данной технологии на другом месторождении, как в России, так и за рубежом. Внедрение подобной технологии потенциально может позволить значительно повысить эффективность управления скважинами и тем самым положительно повлияет на процесс разработки месторождения. Также мы рассчитали экономическую эффективность от интеллектуальных систем заканчивания скважин на Ванкорском месторождении. Использованием данной технологии пренебрегают из-за желания при минимальных затратах, получить мгновенный экономический эффект от разработки.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АГРП – авто-гидроразрыв пласта
- ГИС – геофизические исследования скважин ГНК – газонефтяной контакт
- ГК – гамма-каротаж
- ГТУ – газотурбинная установка
- ГТЭС – газотурбинная электростанция ЗКЦ – за колонная циркуляция
- КИН – коэффициент извлечения нефти КРС – капитальный ремонт скважины ЛУ – лицензионный участок
- ЛМ – локатор муфт
- НКГМ – нефтегазоконденсатное месторождение НКТ – насосно-компрессорная труба
- НПС – нефтеперекачивающая станция
- ОФП – относительная фазовая проницаемость ПГИ – промыслово-геофизические исследования ПО – программное обеспечение
- РГД – расходомер глубинный дистанционный РИР – ремонтно-изоляционные работы
- СТД – скважинный термокондуктивный дебитомер СГП – скважинный геофизический прибор
- УВ – углеводороды
- УПСВ-С – установка предварительного сброса воды – Север УПСВ-Ю – установка предварительного сброса воды – Юг ЦПС – центральный пункт сбора
- ICD – устройство контроля притока (inflow control device)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»// ПБ-08-624-03
- 2 «Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления» // РД-39-009-90
- 3 Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: “Российские системы заканчивания горизонтальных скважин” // Нефтесервис // 2013 №4 // - 40 с.
- 4 Brekke K., Lien S.C.: “New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone” // SPE Drilling and Completion. – 1994. –V.9. –P. 205-209.
- 5 M. Chertenkov, Lukoil; S.V. Deliya , D.A. Semikin, G.A. Brown, A. Bayanova, E. Kanevsky, M. Nukhaev, A. Shapovalov, Y. Pormeyster: "Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagina Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors" // SPE 159581, 2012 – 78 с.
- 6 Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction// Paper SPE 112471, 2008 – 75 с.
- 7 Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И.: “ Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах” // Нефтяное хозяйство // 2007 #11 – 34 с.
- 8 Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 # 11 – 58 с.
- 9 Официальный сайт компании Halliburton [Электронный ресурс]
10. Официальный сайт компании Schlumberger [Электронный

ресурс] режим доступа: http://www.slb.com/services/completions/intelligent/intellizone_modular_zonal_management_system.aspx

12 Glandt, Carlos A., Shell International E&P: “Reservoir Aspects of Smart Wells” // SPE paper 81107 // 2003 – 45 с.

13 Haugen V et al: “Subsea Smart Multilateral Wells Increase Reserves at Gullfaks South Statfjord” // SPE paper 95721 // 2006

14 Режим доступа: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/history.wbp> 16.Официальный сайт компании Лукойл [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.nvn.lukoil.com/main/default.asp>

14 “Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения”, ответственный исполнитель Штадлер Д.В, 2013

15 ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.

16 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

17 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.

18 Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть.

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

20 Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.) -12 с.

21 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

22 Приказ № 443 Типовые нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса. – Введен 06.07.2005. – Москва: Министерство Здравоохранения и Социального развития Российской Федерации, 2005. – 165 с.

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

24 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
29.ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. 30.СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» - 15 с.

25 СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно- планировочным и конструктивным решениям».

26 ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – Введен 28.11.1985. – Москва: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.