

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

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**НОВЫЕ СИСТЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ВАНКОРСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)**

Руководитель _____ доцент, к.т.н М.Т. Нухаев
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ И.В.Реброва
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты:

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

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

Красноярск 2016

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

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

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

Студентке Ребровой Ирине Владимировне

Группа ЗНБ11-04. Направление (специальность) 21.03.01.02

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

Тема выпускной квалификационной работы: «Новые системы заканчивания скважин для Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, доцент, к.т.н

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

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Новые технологии для заканчивания скважин Ванкорского месторождения;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____

Нухаев М.Т.

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Реброва И.В.

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Новые системы заканчивания скважин для Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)» содержит 87 страниц текстового документа, 23 рисунка, 12 таблиц, 32 использованных источников.

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

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

Цели работы - 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. Геология месторождения	6
1.1 Геологическое строение Ванкорского месторождения	6
1.2 Тектоническое строение района.....	9
1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия.....	12
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	15
2. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения.....	18
2.1 Общий анализ текущего состояния разработки месторождения.....	18
2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III-VII	19
2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-I	23
2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV	26
2.5 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX (нефтяной).....	29
2.6 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Дл-I-III (газовый)	30
3. Новые технологии для заканчивания скважин Ванкорского месторождения	31
3.1 Текущая схема заканчивания скважин	33
3.2 Технология интеллектуального заканчивания скважин	45
3.3 Выбор объекта для применения технологии на Ванкорском месторождении	52
4. Безопасность и экологичность.....	59
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	59
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	61
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	62
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	64
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	65
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	67

4.7 Экологичность проекта	68
Заключение	70
Обозначения и наименования	71
Список использованных источников	72
Приложение А	75
Приложение Б	82

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. Геология месторождения

1.1 Геологическое строение Ванкорского месторождения

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста (Рис. 1.1). Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

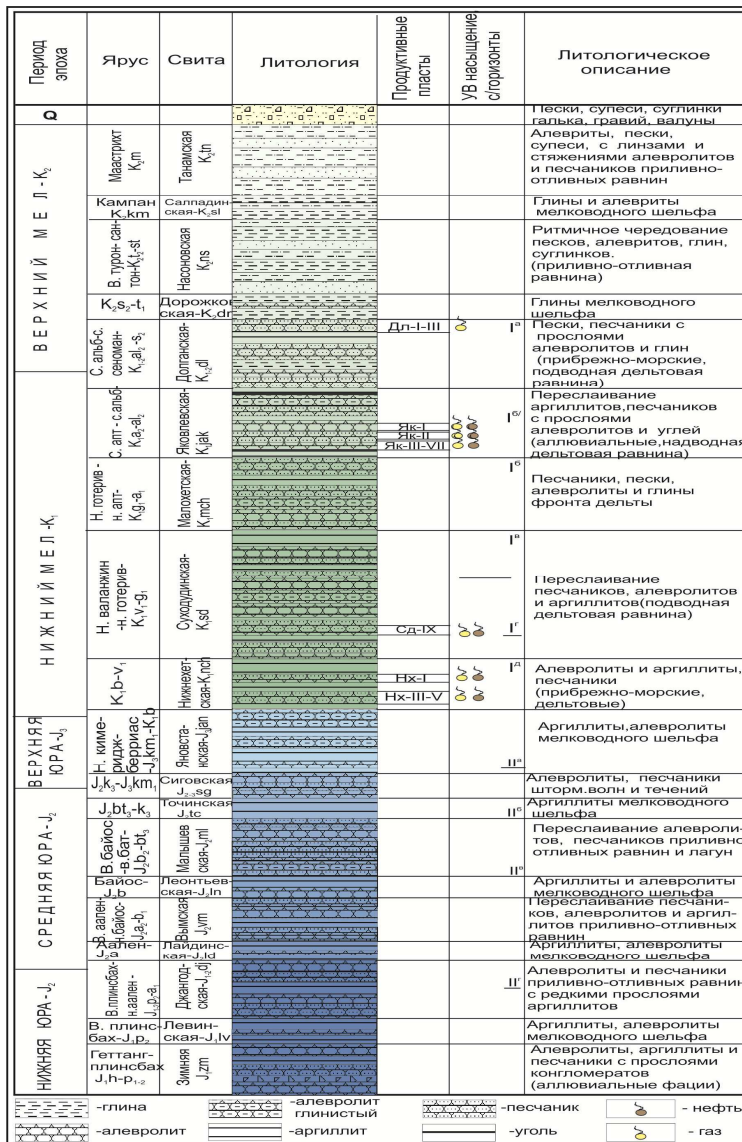


Рис. 1.1 - Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

Продуктивные горизонты Ванкорского месторождения приурочены к терригенным отложениям и имеют песчаный состав, по возрасту они приурочены к нижнемеловым отложениям нижнехетской и яковлевской свит.

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

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

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

Яковлевская свита (К1jak) залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек. В отложениях яковлевской свиты, обнаружены редкие находки макро и микрофауны и спорово-пыльцевой комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I, Як-II, Як-III-VII. Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

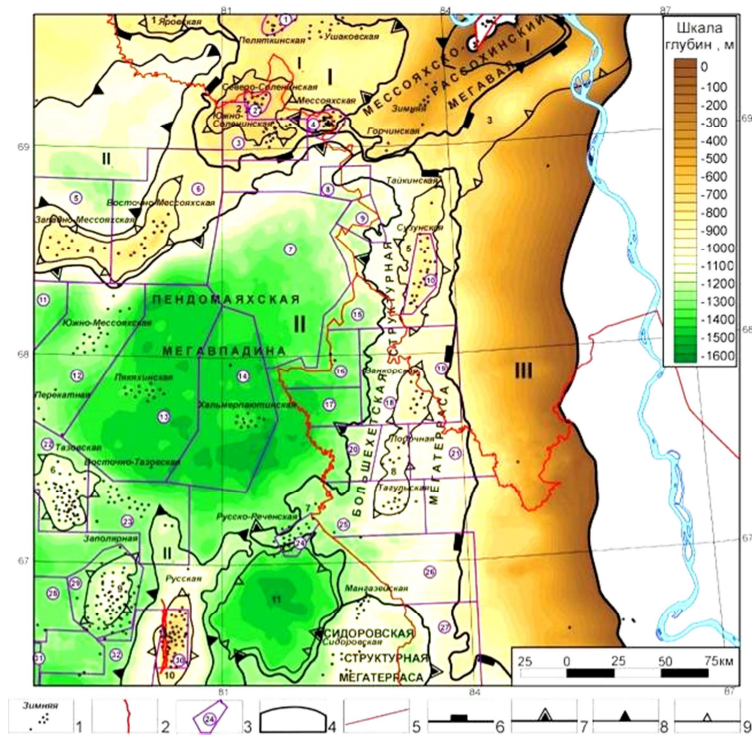
Долганская свита (К1-2dl) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков. Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями

каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин. Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по спорово-пыльцевому комплексу. С отложениями свиты связан продуктивный пласт Дл-I-III. Толщина свиты составляет 233-271 м.

1.2 Тектоническое строение района

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы (Рисунок 1.2).

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



1 - площади глубокого бурения, 2 - разломы, 3 - контур и номер лицензионного участка, 4 - зона отсутствия отложений долганской свиты; границы : 5 - субъектов РФ, 6 - надпорядковых структур, 7 - структур первого порядка, 8 - структур второго порядка, 9 - структур третьего порядка

Лицензионные участки: 1-Пеляткинский, 2-Северо-Соленинский, 3-Ново-соленинский, 4-Мессояхский, 5-Западно-Мессояхский, 6-Восточно-Мессояхский, 7-Варейский, 8-Западно-Пендомаяхский, 9-Пендомаяхский, 10-Сузунский, 11-Находкинский, 12-Южно-Мессояхский, 13-Пякяхинский, 14-Хальмерпаютинский, 15-Восточно-Чарский, 16-Вадинский, 17-Туколандский, 18-Ванкорский, 19-Северо-Ванкорский, 20-Западно-Лодочный, 21-Восточно-Лодочный, 22-Тазовский, 23-Восточно-Тазовский, 24-Русско-Реченский, 25-Тагульский, 26-Советский, 27-Полярный, 28-Западно-Заполярный, 29-Заполярный, 30-Русский, 31-Северо-Пуровский, 32-Южно-Заполярный

Надпорядковые структуры: I - Танамо-Малохетская гряда, II - Надым-Тазовская синеклиза, III - Пакулихинская моноклиза

Структуры первого порядка: Мессояхско-Рассохинский мегавал, Пендомаяхская мегавпадина, Большешетская структурная мегатерраса, Сидоровская структурная мегатерраса

Структуры второго порядка: I - Малохетский вал, I - Танамская седловина, II - Паютская впадина, II - Русский вал

Структуры третьего порядка: 1-Яровское куполовидное поднятие, 2-Соленинское куполовидное поднятие, 3-Долганская наклонная депрессия, 4-Среднемессояхское валообразное поднятие, 5-Сузунское валообразное поднятие, 6-Тазовское куполовидное поднятие, 7- Русскореченский структурный нос, 8-Лодочное валообразное поднятие, 9-Заполярное куполовидное поднятие, 10-Русское куполовидное поднятие, 11-Мангазейская котловина

Рис. 1.2 - Структурно-тектоническая схема района работ

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

По кровле долганской свиты (отражающий горизонт Ia) поднятие замыкается изо-гипсой - 1000 м, имеет длину 38 км, и ширину 11-13,8 км,

соотношение длинной и короткой осей 3,5-2,7. Высота поднятия 80 м, площадь 443 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 61,3 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится мелкая брахиантиклиналь амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты (отражающий горизонт Iб') Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1650 м, имеет длину 30,8 км и ширину 11,2-12,2 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,7-2,5. Высота поднятия 90 м, площадь 321,3 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1590 м. Южный купол имеет высоту 20 м и площадь 30,5 км². Северная часть разделена на два малоамплитудных купола мощностью менее 10 м и площадью 14,8 км².

В нижней части суходудинской свиты (отражающий горизонт Iг) Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2380 м, имеет длину 26,1 км и ширину 5,3-7,6 км. Соотношение длинной и короткой осей 4,9-3,4. Высота поднятия 60 м, площадь 144,6 км². Южный купол замыкается изогипсой -2360 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 65,2 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

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

По средней части нижнехетской свиты (отражающий горизонт Iд2) Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2760 м, имеет длину 30,8 км и ширину 12,7-331,2 км². Южный купол замыкается изогипсой -2700 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 56,4 км². Северный купол по этому уровню не сформирован.

1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в гидрогеологическом отношении приурочено к краевой северо-восточной зоне Западно-Сибирского артезианского бассейна, в вертикальном разрезе которого выделяется два гидрогеологических этажа, различающихся по своим гидродинамическим и гидрогеохимическим особенностям.

Верхний этаж, как правило, образован двумя гидрогеологическими комплексами, характеризующимися преимущественно свободным, а в нижних частях затрудненным и редко весьма затрудненным водообменом.

В районе Ванкорского месторождения первый гидрогеологический комплекс представлен терригенными песчано-алевритистыми и глинистыми отложениями четвертичного возраста толщиной до 100 м.

Второй гидрогеологический комплекс составляют отложения танамской, насоновской и дорожковской свит верхнемелового возраста. В пределах месторождения второй гидрогеологический комплекс опробован в колонне в скважине Вн-6 (860-865 м) и в скважине Вн-20 (870-910 м), где из отложений насоновской свиты получены притоки пластовой воды дебитом 2,2 м³/сут и 720 м³/сут, средний динамический уровень соответственно 183 м и 176 м.

Глинистые породы дорожковской свиты, а также ее аналогов на сопредельных территориях бассейна, рассматриваются как региональный туронский флюидоупор, разделяющий проницаемые горизонты верхнего (второго) и нижнего (третьего) гидрогеологических этажей. Толщина туронской региональной покрывки в пределах Ванкорской площади составляет 150 м.

На уровне нижнего гидрогеологического этажа, с которым связана нефтегазоносность, выделяют три водоносных комплекса: апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский.

Апт-альб-сеноманский комплекс включает отложения долганской и яковлевской свит нижнемелового возраста, которые представлены в основном

слабосцементированными породами: песками, песчаниками, алевролитами и пластами глин. Мощность пород комплекса на Ванкорском месторождении составляет порядка 920 м (Вн-13).

Водопритоки из отложений долганской свиты на Ванкорской площади исследованы в скважине Вн-20, дебит составил 720 м³/сут при СДУ 80 м.

Приток пластовых вод из горизонта Як-I получен при испытании в колонне двух скважин: Вн-7 с дебитом 11,5 м³/сут при СДУ 410 м и Вн-17 с дебитом 22,6 м³/сут при СДУ 491 м.

При испытании продуктивных пластов Як-III-VII в трех объектах скважины Вн-9 и в одном объекте скважины Вн-6 получены слабые притоки пластовой воды с нефтью, а в скважине СВн-2 получен приток воды дебитом 8 м³/сут при СДУ 350 м.

Глинистые отложения в подошвенной части яковлевской свиты разделяют апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс от нижележащего - неокомского, охватывающего породы малохетской, суходудинской и нижнехетской свит нижнего мела.

На Ванкорском месторождении максимальная вскрытая мощность отложений неокомского комплекса составляет 1194 м (Вн-11).

Притоки пластовых вод пласта Сд-IX получены в скважинах 164, 184 (отбор проб при помощи MDT) и СВн-1 (испытание после вторичного вскрытия).

При испытании пласта Нх-I в двух объектах получены притоки фильтрата с пленкой нефти (Вн-11, СВн-3). Приток воды пласта Нх-I получен в скважине Вн-17. Дебит воды составил 56,65 м³/сут при СДУ 482 м.

При испытании пластов Нх-III-IV в 2 объектах, испытанных в колонне, получены притоки воды с пленкой нефти (Вн-7, СВн-4). В трех скважинах получены притоки пластовой воды (Вн-5, Вн-16, Вн-17, СВн-2, СВн-3). Совместные притоки нефти, газа и воды получены в пяти объектах (Вн-9, Вн-10, СВн-2). Притоки нефти с водой - в двух объектах (Вн-8, Вн-12).

В пределах Большехетского НГР отложения юрского водоносного комплекса развиты повсеместно и представлены преимущественно глинистыми породами, переслаивающимися с песчаными и песчано-алевритистыми разностями пород. Полностью отложения комплекса не вскрыты ни одной из скважин. Региональным водоупором для отложений юрского водоносного комплекса являются глины яновстанской свиты верхней юры. На Ванкорском НГКМ вскрытая мощность отложений комплекса составляет порядка 1151 м (скв. Вн-11).

В скважине Вн-11 опробовались в колонне горизонты сиговской, малышевской и вымской свит, притоки пластовых вод не получены, объекты “сухие”. Ближайшие площади, где были получены притоки пластовых вод из отложений юрского водоносного комплекса (малышевской и сиговской свит) – Тазовская, Южно-Соленинская, Туколандо-Вадинская.

Таблица 1.1 - Минерализация пластовой воды Ванкорского НГКМ

Пласт	Абс. отметка, м	Минерализация, г/л	
		Подсчёт запасов, 2008 г.	Подсчёт запасов, 2014 г.
Нс	-800	-	3,8
Дл	-976	11,5	11,5
Як-I Як-II Як-III-VII	-1600	13,5	15,3
Сд-IX	-2335	13	20,5
Нх-I	-2550	12	17,1
Нх-III-IV	-2716	10	14,2

На данный момент, благодаря проводимым замерам забойных давлений и температур во время гидродинамических исследований скважин до начала разработки месторождения (2008-2010 гг.), удалось уточнить температуру пластов Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV. Для данных пластов температура была посчитана, как среднее значение среди всех замеров забойной температуры (Таблица 1.2).

Для остальных пластов значения пластовой температуры не пересматривалось.

Таблица 1.2 - Пластовая температура Ванкорского месторождения

Пласт	Пластовая температура, оК	
	Подсчёт запасов, 2008 г.	Подсчёт запасов, 2015 г.
Дл	285	285
Як-І	302	302
Як-ІІ	303	303
Як-ІІІ-VII	303	304,5
Сд-ІХ	326	326
Нх-І	332	331
Нх-ІІІ-IV	338	336

1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Продуктивная толща Ванкорского месторождения представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин с преобладанием песчано-алевролитовых разностей. Промышленная нефтегазоносность связана с нижнемеловыми отложениями от альба (Дл-І-ІІІ) до берриаса (Нх-ІІІ-IV), что соответствует интервалам глубин 950-2800 м.

Коллектор продуктивного пласта Дл-І-ІІІ долганской свиты охарактеризован керном в 17 скважинах, среднее значение пористости 30,1% по 246 определениям. Среднее значение проницаемости – 547,7 мД по 207 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газовой части коллектора 32% по 41 определению из 3 скважин.

Коллектор продуктивного пласта Як-І яковлевской свиты охарактеризован керном в 8 скважинах, среднее значение пористости 27,7% по 48 определениям. Среднее значение проницаемости 726,2 мД по 57 определениям. Исследование коэффициента водонасыщенности в нефтегазонасыщенной части коллектора не проводилось.

Коллектор продуктивного пласта Як-ІІ яковлевской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 22,5% по 13 определениям. Среднее значение проницаемости 102,4 мД по 13

определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности 21% по 2 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Як-III яковлевской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 25% по 17 определениям. Среднее значение проницаемости 268,5 мД по 16 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности 32% по 7 определениям.

Коллектор продуктивных пластов Як-III-VII яковлевской свиты охарактеризован керном в 24 скважине среднее значение пористости 27,5% по 1050 определениям. Среднее значение проницаемости 569,8 мД по 1094 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газонефтенасыщенной части пласта 23% по 162 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Сд-IX суходудинской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 23% по 245 определениям. Среднее значение проницаемости 331 мД по 243 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в нефтенасыщенной части 29% по 9 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Нх-I нижнехетской свиты охарактеризован керном в 20 скважинах, среднее значение пористости 19% по 371 определению. Среднее значение проницаемости 31,3 мД по 379 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в нефтенасыщенной части 45% по 168 определениям.

Коллектор продуктивных пластов Нх-III-IV нижнехетской свиты охарактеризован керном в 27 скважинах среднее значение пористости 19,9% по 1483 определениям. Среднее значение проницаемости 172,6 мД по 1527 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности нефтегазонасыщенной части 37% по 416 определениям.

Сведения об объемах исследований керна продуктивных пластов Дл-I-III, Як-I, Як-II, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I, Нх-III-IV из разведочных, поисково-оценочных и эксплуатационных скважин, выполненных для изучения свойств продуктивных пластов-коллекторов приведены в таблице 1.3 (Приложение А).

Для исследования образцов в термобарических условиях, создавалась среда со следующими параметрами указанными в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Пластовые условия для продуктивных пластов-коллекторов

Пласт	Пластовые условия
Дл-I-III	$R_{пл}=9.63-11$ МПа; $R_{эфф}=12$ МПа; $R_{г}=22$ МПа, $T=12-30^{\circ}C$; $C=10.3-12$ г/л, УЭС $p-pa=0.45-0.673$ Омм
Як-III-VII	$R_{пл}=15.9-16.13$ МПа, $R_{эфф}=19.3-25.3$ МПа, $R_{г}=33.2-37.7$ МПа, $T=32-37^{\circ}C$, $C=13.5-16.5$ г/л, УЭС $p-pa=0.24-0.467$ Омм
Сд-IX	$R_{пл}=23.5$ МПа, $R_{эфф}=32$ МПа, $R_{г}=52$ МПа, $T=53^{\circ}C$, $C=13.5-20$ г/л, УЭС $p-pa=0.198-0.601$ Омм
Нх-I	$R_{пл}=25.4-26.8$ МПа, $R_{эфф}=25.4-43.9$ МПа, $R_{г}=62.3-69.3$ мПа, $T=59-65^{\circ}C$, $C=7.4-12$ г/л, УЭС $p-pa=0.243-0.682$ Омм
Нх-III-IV	$R_{пл}=27.2-27.6$ МПа, $R_{эфф}=34.9-46.2$ МПа, $R_{г}=62-69.3$ МПа, $T=63-65^{\circ}C$, $C=10-14$ г/л, УЭС $p-pa=0.227-0.673$ Омм

2. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

2.1 Общий анализ текущего состояния разработки месторождения

Основными эксплуатационными объектами Ванкорского месторождения являются: Дл-I-III (газ), Як-III-VII (нефть), Сд-IX (нефть), Нх-I (нефть) и Нх-III-VII (нефть и конденсат). По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском месторождении пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-III-VII, 82 скважины на Нх-III-IV, 41 скважина – на Нх-I, 22 газовых – Дл-I-III, 172 – нагнетательных (81–Як-III-VII, 54–Нх-III-IV, 37 - Нх-I) и 76 водозаборных. Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 92%.

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

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

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная. В бездействующем и ликвидированном фондах находится 6 скважин или менее 1% от пробуренного фонда.

По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 91 924 тыс.т, жидкости – 133 601 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовых шапок – 15 314 млн.м³, свободного газа – 2 410 млн.м³.

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

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

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

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

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

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

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

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

В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть. Проектный фонд реализован на 94%.

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

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

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

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

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

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

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

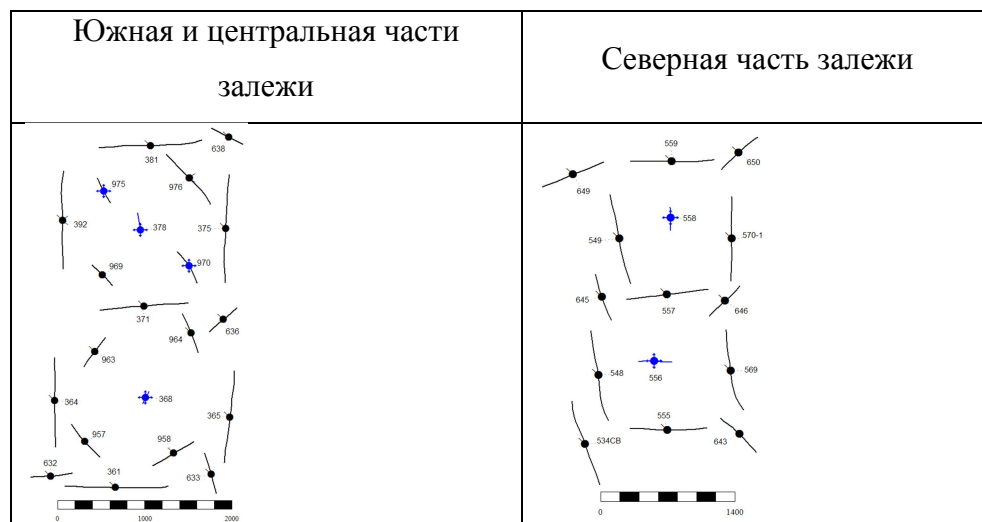


Рисунок 2.1 - Схема размещения скважин пласта Як-III-VII

Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительной неоднородности ФЕС, а также высокой расчлененности (14.6 д.ед.).

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

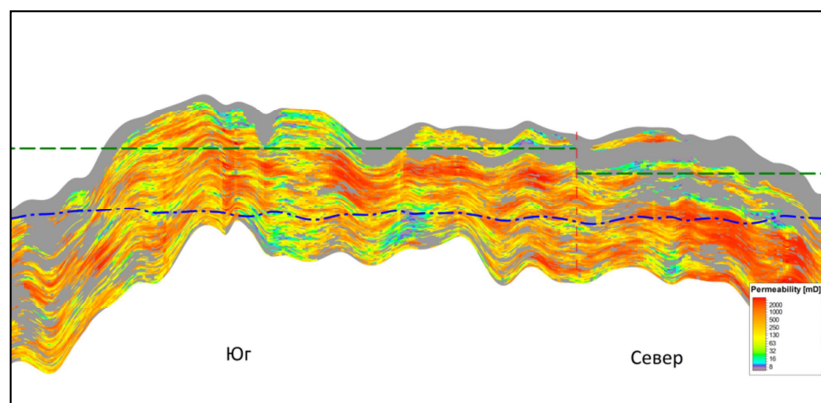


Рисунок 2.2 - Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта
Як-III-VII

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

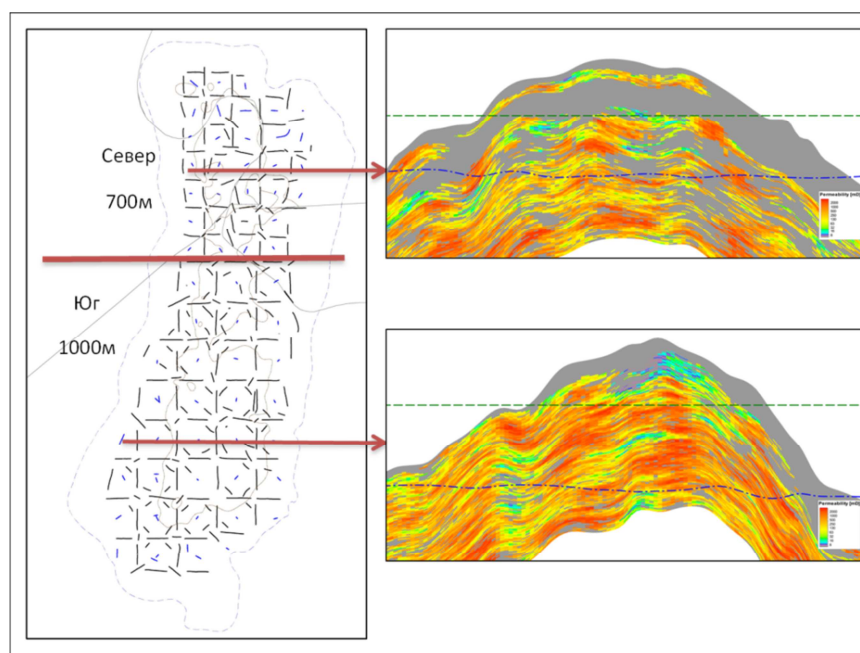


Рисунок 2.3 - Особенности распределения литологии и выделение двух зон
пласта Як-III-VII

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

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

На Рисунке 2.4 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

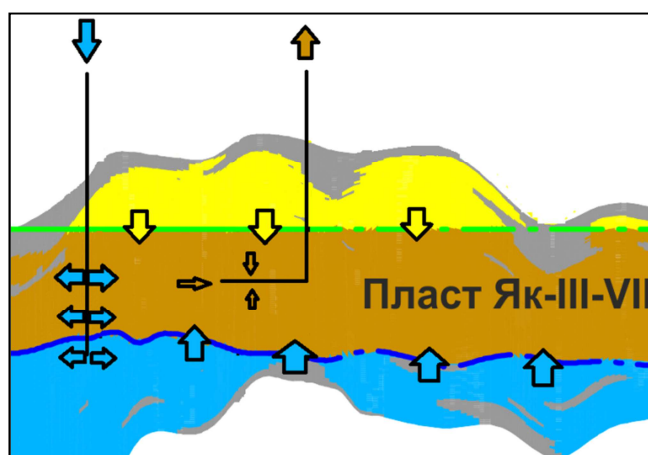


Рисунок 2.4 - Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

Одним из потенциально негативных эффектов при данном типе разработки может являться опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (если давление в ГШ окажется ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что приведет к потере извлекаемых запасов за счет появления остаточной нефтенасыщенности в области ГШ. Таким образом, необходимо контролировать положение контактов и не допускать миграции подвижной нефти в ГШ. В случае перемещения ГНК вверх, необходимо

рассмотреть вариант ограничения притока газа в добывающие скважины либо вариант барьерного заводнения.

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

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

2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-І

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

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

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

Проектный фонд реализован на 78,8 %.

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

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

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 4 502 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 33 %. Текущее пластовое давление равно 19 МПа при начальном пластовом давлении 25,9 МПа и давлении насыщения – 23,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918.9 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут. Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м.

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

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

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

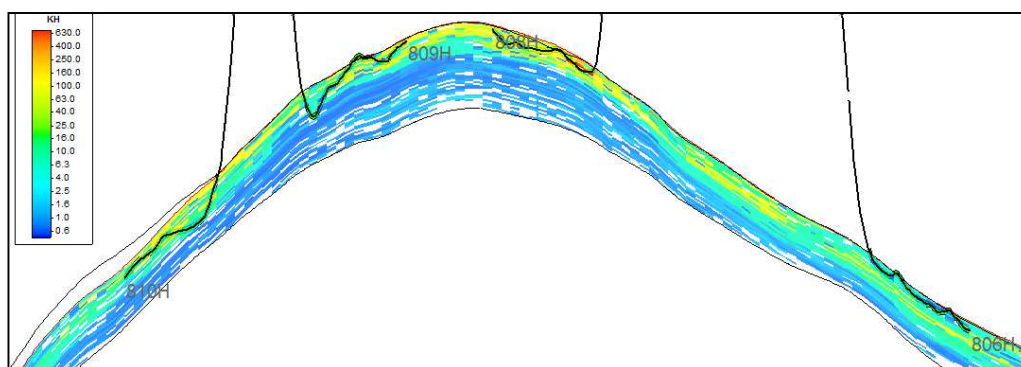


Рисунок 2.5 - Разрез по проницаемости – выделение низкопроницаемой зоны Нх-I

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

- Жесткий водонапорный режим – режим разработки реализуемый по мере реализации системы ППД;
- Режим растворенного газа – данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта из-за низкого уровня компенсации ввиду отработки нагнетательных скважин на нефть.

На рисунке 2.6 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

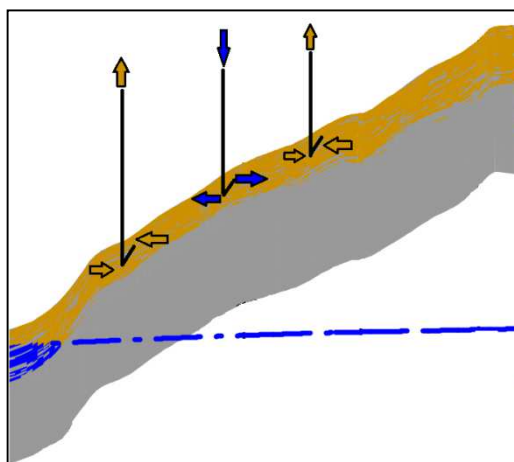


Рисунок 2.6 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-1

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является прорыв воды от нагнетательных скважин, следовательно, необходимо контролировать давления и профили закачки во избежание образования неравномерного фронта вытеснения и преждевременного роста обводненности.

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

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

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

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

В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 1 наблюдательная, 20 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 93%.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 24 301 тыс.т, жидкости – 31144 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовой шапки – 6 640 млн.м³.

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

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

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

За 2014 г. добыча нефти составила 5 741 тыс.т, жидкости – 9042 тыс.т, газа газовой шапки – 2 762 млн.м³, конденсата 490 тыс.т.

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

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

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

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

- Нх-III – верхний интервал пласта, крайне низкая проницаемость (2 мД)
- Суперколлектор (СК) – очень высокая проницаемость (более 400 мД), центральный интервал пласта, за счет высокой проницаемости данный пропласток вносит наибольший вклад в текущую добычу нефти с объекта.
- Нх-IV – нижний интервал пласта, сравнительно невысокая проницаемость (25 мД), на севере залежи полностью водонасыщен. Запасы нефти в данно пропласте находятся в южной и центральной подгазовой зоне пласта.
- Разрезы по проницаемости для разных участков пласта представлены на рисунке 2.7.

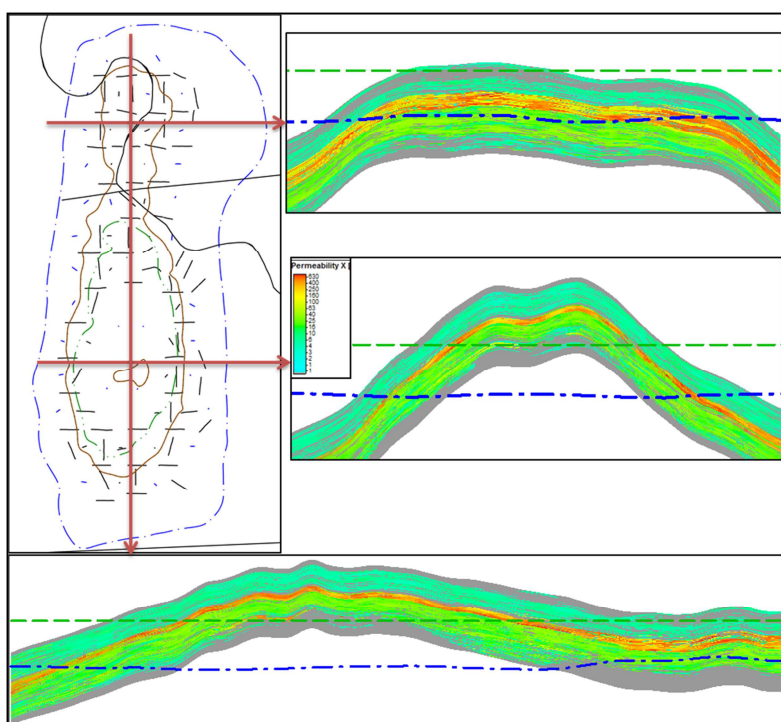


Рисунок 2.7 - Разрез по проницаемости – особенности геологического строения пласта Нх-III-IV

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

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

На рисунке 2.8 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

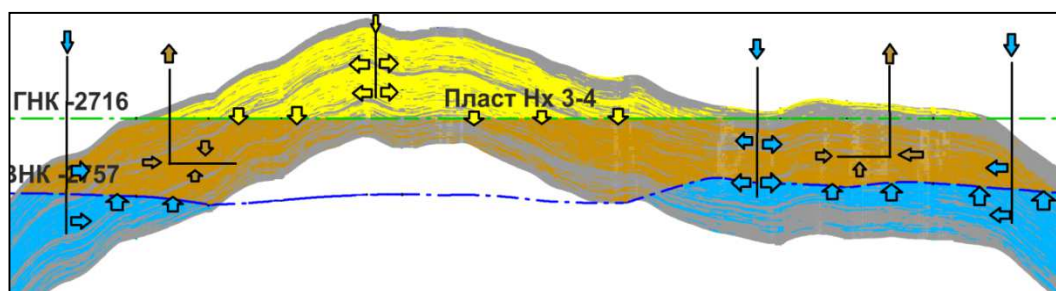


Рисунок 2.8 - Принципиальная схема разработки объекта Nk-III-IV

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. Также, учитывая наличие суперколлектора, вероятны быстрые прорывы краевой воды и газа в добывающие скважины вскрывающие СК.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до

момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ. Однако на севере залежи возможно образование техногенной ГШ в процессе снижения пластового давления в силу особенностей структуры пласта.

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

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

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

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

Объект введен в разработку в 2013 г.

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

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

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

За 2014 г. добыча нефти составила 10,9 тыс.т, жидкости – 21,3 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 16 т/сут, жидкости – 30,3 т/сут .

2.6 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Дл-I-III (газовый)

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

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

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

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

Динамика основных показателей разработки по месторождению в целом и по объектам отдельно представлена на Рисунках 2.9 – 2.14 (Приложение Б).

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

3. Новые технологии для заканчивания скважин Ванкорского месторождения

Для оценки эффективности работы горизонтальных скважин и выяснения причин роста обводненности и газового фактора на Ванкорском месторождении был проведен 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.

Анализ результатов исследования с помощью многократного испытателя пласта (приборы MDT и XPT - сервисная компания Schlumberger) что пластовое давление снижается неравномерно. Сильнее всего пластовое давление просажено в интервале фации барьерных островов (верхняя часть пласта Нх-IV). Такой профиль давления характеризует значительную неоднородность проницаемости пласта Нх-III-IV.

Также на выборочных скважинах были проведены ПГИ (промыслово-геофизические исследования), которые были вызваны необходимостью выяснения причин роста газового фактора и роста 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 представлена

результаты исследования для ряда скважин - статистика работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV (Рис 3.1).

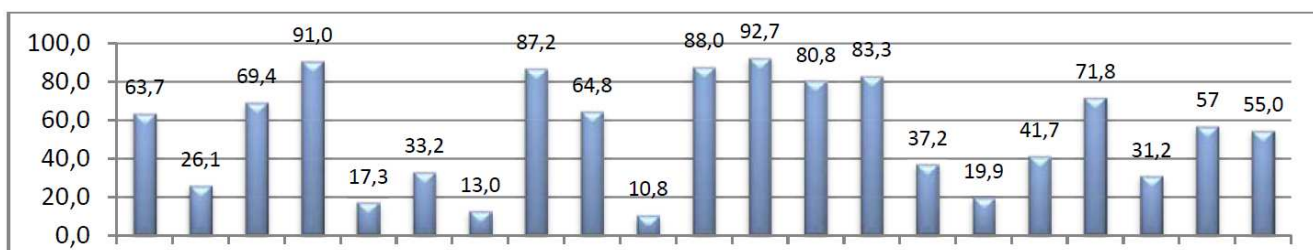


Рис. 3.1 Статистика работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV в группе ГС

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

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

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

В таблице 3.1 представлено количество скважин по объектам разработки.

Таблица 3.1 Назначение и количество скважин Ванкорского месторождения

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

В зависимости от типа залежи, на которую планируется бурение скважины определяется конструкция скважины и соответствующие ей глубины спуска обсадных колонн, диаметры, глубины цементирования. В соответствии с глубинами спуска обсадных колонн определяются типы буровых установок, типы применяемых компоновок бурильного инструмента.

Конструкция скважин должна обеспечивать:

- проводку скважины до проектной глубины; рациональное вскрытие продуктивных горизонтов;
- предупреждение осложнений в процессе бурения;

- минимизация затрат на строительство скважин;
- предупреждение растепления устья скважины;
- охрану недр путем надежного разобщения флюидосодержащих горизонтов друг от друга для предупреждения перетоков нефти, газа и минерализованных вод между пластами или выхода их на дневную поверхность.

Выбор конструкции скважин необходимо осуществлять в соответствии с требованиями документа «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ-08-624-03 [1], а также согласно требованиям руководящего документа «Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления» (РД-39-009-90) [2]. При этом должен учитываться опыт строительства разведочных и эксплуатационных скважин на Ванкорском месторождении.

По своему назначению обсадные колонны должны обеспечивать:

- направление - предотвращение растепления ММП на устье скважины;
- кондуктор - перекрытие интервала залегания ММП, а также предупреждения гидроразрыва пластов при ликвидации возможного газопроявления из отложений долганской свиты (оборудуется противовыбросовым оборудованием – ПВО);
- промежуточная колонна - перекрытие продуктивных газонасыщенных пластов долганской свиты (оборудуется ПВО);
- эксплуатационная колонна - изоляцию продуктивного пласта для качественного испытания и последующей эксплуатации;
- хвостовик в горизонтальном стволе - эксплуатацию вскрытых продуктивных пластов.

Типовая конструкция скважины для бурения добывающих скважин на продуктивный горизонт нижнехетской свиты Нх-III-IV представлена в таблице 3.2

Таблица 3.2 Рекомендуемая конструкция скважины для бурения добывающих скважин на продуктивный горизонт нижнехетской свиты Нх-III-IV

Назначение колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска		Высота поднятия цемента
	Долота	колонны	По вертикали	По стволу	
1	2	3	4	5	6
Направление	490	426	0-30	0-30	До устья
Кондуктор	394	324	0-620	0-620	До устья
Промежуточная колонна	295	245	0-1600	0-1730	До устья
Эксплуатационная колонна	220	178	0-2770	0-3906	В соответствии с геологическими условиями
Хвостовик	152	114	2761-2775	3806-4906	Не перфорируемая часть

Продуктивные отложения Ванкорского месторождения являются слабосцементированные терригенные породы, следовательно вынос механических примесей, при скважинной добыче, обусловлен литологией объектов разработки. При таких особенностях строения коллектора наличие депрессии необходимых для промышленной добычи углеводородов неизбежно приводит к выносу механических примесей.

Влияние технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях: механических примесей от обводнённости продукции; механических примесей от депрессии на пласт; механических примесей от коэффициента продуктивности скважин. Однако анализ большого числа факторов, влияющих на вынос механических примесей из скважин, свидетельствует о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени.

Спектр технических решений проблемы выноса взвешенных частиц весьма низок и сводится в основном к трём направлениям:

- подбор износостойкого оборудования;

- закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- установка механических фильтров (как на забое, так и в компоновке УЭЦН).

На Ванкорском месторождении в целом по объектам разработки отмечается качественная зависимость увеличения количества взвешенных частиц в продукции скважин от обводнённости. Распределение количества взвешенных частиц по группам пластов Як III-VII и Нх III-IV Ванкорского месторождения представлено на Рис 3.2 и Рис 3.3 соответственно.

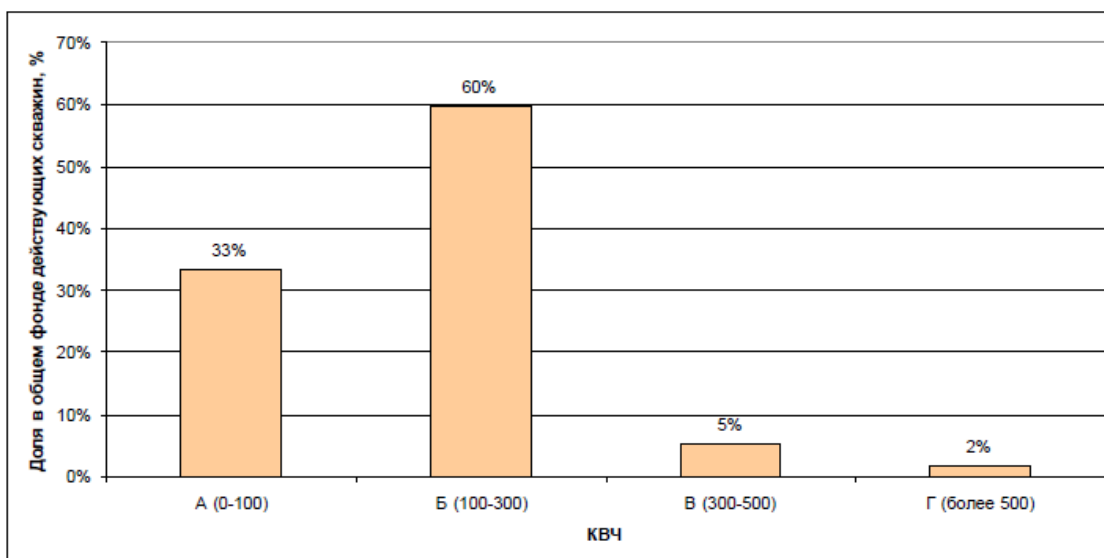


Рис. 3.2 Распределение количества взвешенных частиц по группам пласта Як III-VII Ванкорского месторождения

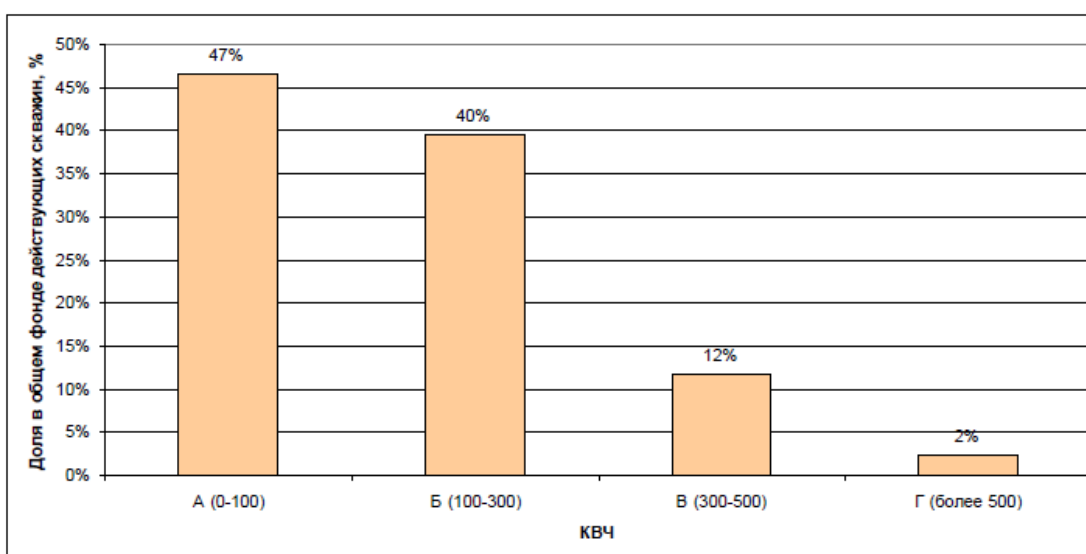


Рис. 3.3 Распределение количества взвешенных частиц по группам пласта Нх III-IV Ванкорского месторождения

В качестве борьбы с пескопроявлением на горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения в качестве хвостовиков используются противопесочные фильтры с проволочной обмоткой. Российского и зарубежного исполнения. На основании гранулометрического анализа состава взвешенных частиц в качестве размера щелей фильтроэлемента был выбран размер 250 микрон. Данный размер стимулирует вынос мелких частиц и очищение прифилтровой зоны от шлама и мелких фракций, а также предотвращает попадание крупных частиц в скважину, грозящих эрозией подземного и устьевого оборудования и потерей контроля за работой скважины.

Типовая схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины представлена на Рис.3.4. 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 Рис.3.5. В этом случае интервал от точки входа в кровлю пласта до пакера подвески цементруется через пакер манжетного цементирования. Данная система заканчивания предназначена для предотвращения прорывов газа по заколонному пространству в скважину.

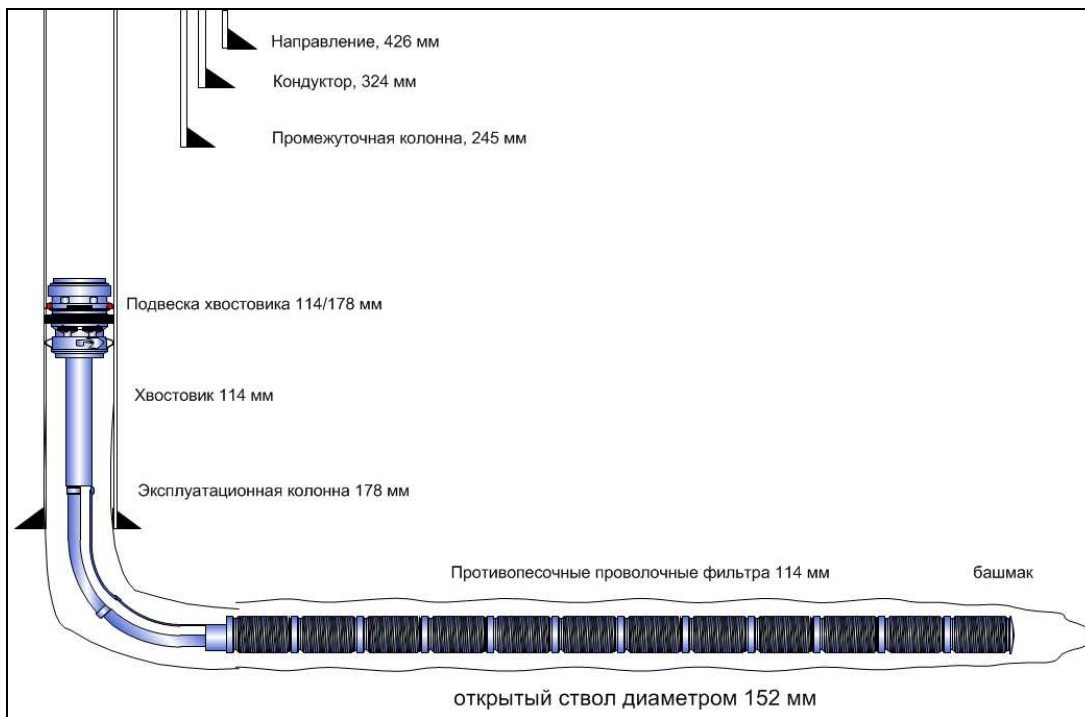


Рис. 3.4 Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Ванкорского месторождения

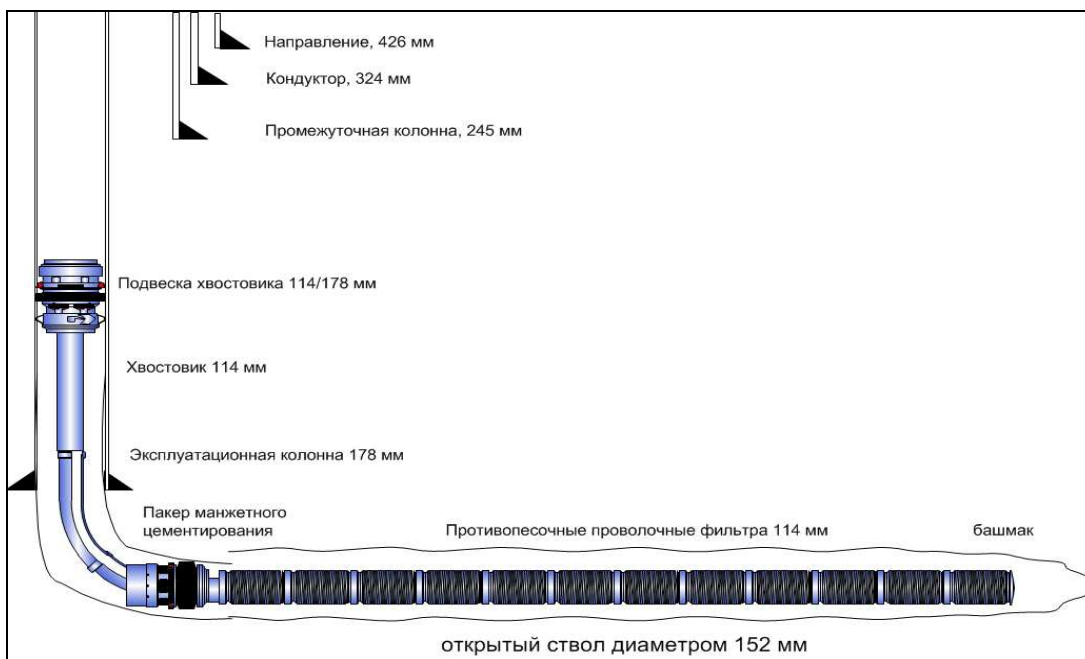


Рис. 3.5 Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Ванкорского месторождения при бурении подгазовых зон

Одним из самых критичных моментов при заканчивании горизонтальных скважин является использование заколонных разбухающих пакеров. К такому решению постепенно приходят практически все нефтяные компании, использующие горизонтальные скважины. Часть скважин Ванкорского

месторождения была закончена с использованием данной технологии. Разбухающие пакера представляют собой специальную резину, которая разбухает до определенных размеров при контакте либо с водой, либо с нефтью. В случае возможных проблем с обводненностью скважины, рекомендуется ставить такие пакера попарно на каждую зону. Существует значительный риск повреждения резины разбухающих пакеров при спуске в горизонтальные скважины со значительной интенсивностью искривления ствола, поэтому такие компоновки оснащаются центраторами.

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

использование заколонных пакеров позволяет отсечь глухими трубами интервалы глин. Это необходимо для предотвращения массивной миграции глинистых частиц по затрубному пространству и последующему засорению противопесочных фильтров.” (Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: “Российские системы заканчивания горизонтальных скважин” // Нефтесервис // 2013 №4 // стр.38-40 [3])

Разбухающий заколонный пакер показан на Рис. 3.6. Схема заканчивания горизонтальной скважины с заколонными разбухающими пакерами представлена на Рис 3.7.



Рис. 3.6 Разбухающий заколонный пакер.

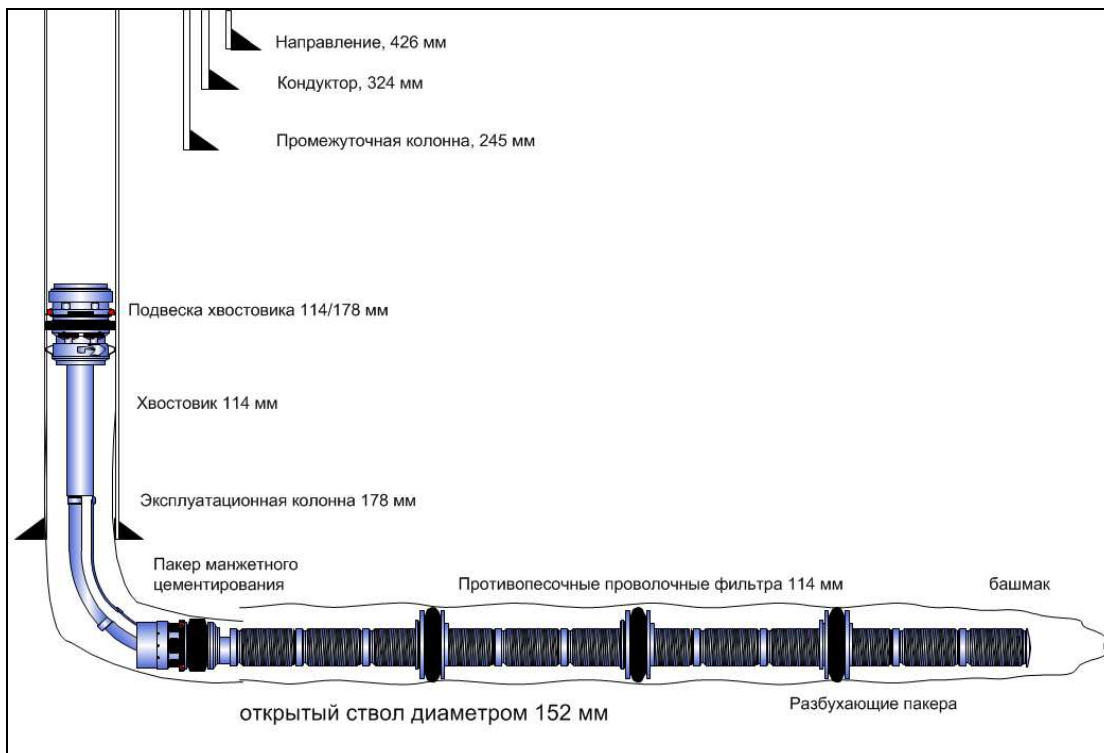


Рис. 3.7 Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины с использованием заколонных пакеров.

За последние несколько лет в России на различных месторождениях было проведено несколько опытно-промышленных работ и началось внедрение пассивных систем контроля притока зарубежных производителей для оптимизации работы законченных открытым стволом скважин. Данные системы представляют собой противопесочные фильтры с установленными на них устройствами контроля притока (ICD). Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины [4]. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними.

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой длины, а также при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада давления в стволе скважины. Потери давления за счет трения могут

достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины. Такая разница может приводить к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины в случае водоплавающей залежи, или газа при разработке подгазовой зоны. Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока позволяет нивелировать разницу давления в стволе скважины и выровнять профиль притока [5]. В случае, когда горизонтальная скважина проходит по неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, высока вероятность быстрого прорыва газа или воды по высокопроницаемым зонам (зонам с повышенной трещиноватостью). Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока дает возможность “прижать” высокопроницаемые зоны и, тем самым, интенсифицировать приток из низкопроницаемых участков. Это позволяет выровнять профиль притока по всей длине скважины и предотвратить ранние прорывы газа/воды [6].

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа устройств контроля притока, производимых зарубежными компаниями, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта, - трубочно-винтовой и штуцерный. На Рис 3.8 и Рис 3.9 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство Бейкер-Хьюз) и штуцерные системы (производство Шлюмберже) соответственно.

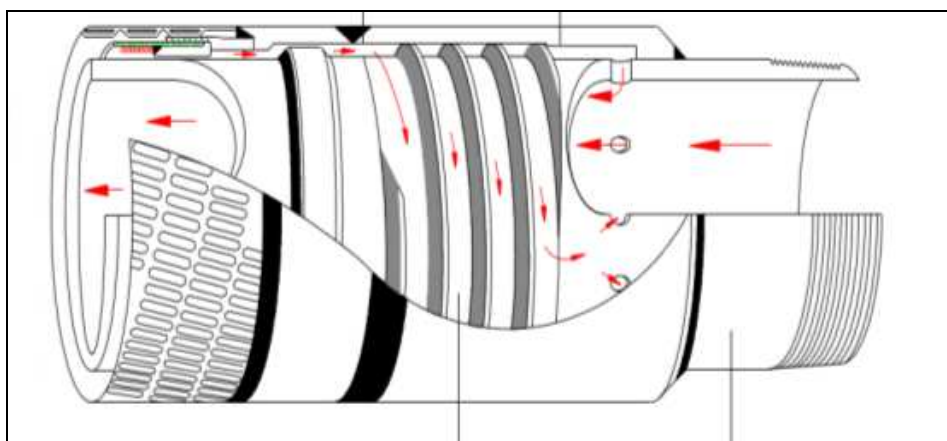


Рис. 3.8 Устройство контроля притока (Бейкер-Хьюз).



Рис. 3.9 Устройство контроля притока (Шлюмберже).

В работе [7] приводится описание принципов работы и характеристики данных систем, анализируются их преимущества и недостатки, а также проводится сравнительная оценка надежности работы в условиях крупного месторождения в Восточной Сибири для последующего обоснования выбора оборудования, использующего тот или иной способ создания сопротивления потоку. В качестве основных недостатков трубочно-винтовых систем контроля притока указывается высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов. Основным же недостатком штуцерных систем контроля притока является то, что поток флюида, проходя через штуцер, приобретает очень большую скорость, что, в свою очередь, значительно повышает риск эрозии оборудования. Расточка штуцеров в результате эрозии может привести к быстрому снижению способности оборудования создавать сопротивление потоку, что, в свою очередь, может существенно ухудшить показатели работы скважины.

На Ванкорском месторождении в ряде скважин пробуренных в подгазовых зонах использовались устройства контроля притока производства Шлюмберже и Бейкер-Хьюз. Описание дизайна подобных систем заканчивания для Ванкорского месторождения представлено в работе [8]. В данной статье

предложена процедура дизайна устройств контроля притока и показаны примеры ее применения на скважинах Ванкорского месторождения. В статье предлагается выбирать конструкцию хвостовика, состоящего из противопесочного фильтра и устройств для пассивного контроля притока, с использованием секторного гидродинамического моделирования и анализа изменения профилей притока нефти, газа и воды со временем по длине горизонтальной скважины.

Все пассивные устройства контроля притока должны настраиваться в зависимости от распределения фильтрационных свойств. Это несет в себе определенные риски, связанные с возможными ошибками в геологической модели, неверной интерпретации геофизических данных, риском недоспуска компоновки заканчивания до намеченной глубины, а также изменением характера притока с течением времени эксплуатации скважины.

Это особенно характерно для разработки месторождений с контактными запасами горизонтальными скважинами. Здесь критичным становятся ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить. Как показывает опыт внедрения зарубежных систем контроля притока, при разработке нефтяных оторочек с массивной газовой шапкой (ярким примером является Ванкорское месторождение и месторождение имени Ю. Корчагина в Каспийском море) удастся лишь отсрочить время прорыва газа на определенный период [5]. Через непродолжительное время газ прорывается в скважины. К сожалению, ни штуцерные, ни трубочно-винтовые системы контроля притока не позволяют ограничить приток газа, вследствие чего, приходится снижать депрессию на пласт (тем самым снижая дебит скважины), либо производить периодические остановки скважины, либо окончательно выводить скважины из добывающего фонда. Это касается и прорывов воды от нагнетательных скважин ППД.

То есть можно сделать вывод, что пассивные системы контроля притока позволяют отложить на определенный момент времени прорыв воды или газа, но не позволяют оперативно вмешиваться в характер притока скважины в

зависимости от изменившихся условий в призабойной зоне. Для этих целей в данной дипломной работе предлагается использование интеллектуальных систем заканчивания скважин.

3.2 Технология интеллектуального заканчивания скважин

Ведущие зарубежные нефтегазовые и нефтесервисные компании давно и успешно работают в направлении интеллектуального заканчивания скважин.

Всесторонний контроль параметров в процессе разработки, а также возможность регулирования работы отдельных интервалов без проведения КРС позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти, повысить экономическую эффективность и безопасность производства. В последнее время в России все больше внимания уделяется интеллектуализации скважин. Приходит понимание преимуществ и экономической целесообразности оснащения скважин системами мониторинга и управления ими в режиме реального времени. Это важно для оперативного контроля и своевременного принятия решений по ГТМ, контроля и поддержания пластового давления, интерпретации данных гидродинамики с целью выявления геологических особенностей пласта на значительном удалении от скважины и уточнения запасов. Системы постоянного мониторинга повышают безопасность и снижают себестоимость, поскольку снимают необходимость периодически останавливать скважину для выполнения ГДИС манометрами, спускаемыми на проволоке или кабеле.

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 (дрессельные 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.

Следующим уровнем управления добычей является концепция “умной скважиной – умного месторождения”. В данной концепции должна быть обеспечена возможность аналитического управления как отдельной скважиной так и множеством скважин месторождения с использованием информации, полученной от забойных систем мониторинга. Заложенный в систему аналитический алгоритм должен задействовать систему задвижек, клапанов в том или ином направлении в ответ на приближение параметров добычи к определенному порогу или в ответ на прохождение этого порога. В более общем виде данная концепция подразумевает что некоторые или все скважины на месторождении, включая также и нагнетательные, передают данные о режиме работы: дебите или количеству закачиваемой жидкости, которые обрабатываются внутри математической модели этого месторождения в режиме реального времени. В свою очередь, технолог может в динамическом режиме регулировать дистанционно (без остановки скважины и проведения внутрискважинных работ) количество жидкости, закачиваемой в тот или иной пласт, или, например, перекрывать добычу из определенного интервала, если обводненность начинает повышаться. «Умные месторождения» – это инновационная технология, которая дает возможность передавать информацию с кустовой площадки на пункт управления в реальном времени. «Умное месторождение» – это максимум измерений и контроля, позволяющих оптимизировать работу всех промысловых объектов: скважин, коллекторов, трубопроводов и других наземных объектов, а также получения данных для формирования в модели. Впоследствии на основе этих моделей можно разработать оптимальную конфигурацию интегрированной системы добычи.

Концепция “умного месторождения” не рассматривается в данной выпускной работе. Темой выпускной работы является только система

интеллектуального заканчивания скважин и анализ возможности ее применения в условиях Ванкорского месторождения.

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 устанавливают 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.

Схема интеллектуального заканчивания скважин и ее основные компоненты изображены на Рис 3.10 На данном рисунке система интеллектуального заканчивания устанавливается в качестве повторного заканчивания в горизонтальную скважину законченную цементированным и перфорированным хвостовиком. Пакера разделяют зоны перфорации на гидродинамически несвязанные интервалы, которые возможно эксплуатировать как совместно, так и по отдельности. В случае заканчивания скважины противопесочными фильтрами и заколонными пакерами (как на Ванкорском месторождении), внутрь хвостовика можно установить подобную систему интеллектуального заканчивания.

В случае разработки хорошо цементированного коллектора (например, карбонатного месторождения), когда риски обрушения ствола скважины минимальны, интеллектуальное заканчивание возможно устанавливать в открытый ствол. На Рис. 3.11 показана схема интеллектуального заканчивания скважин для многозабойной скважины карбонатного месторождения. Данный подход позволяет эксплуатировать каждый боковой ствол скважин отдельно. В случае прорыва воды или газа по любому стволу, данная система позволяет отсечь этот интервал от скважины без проведения внутрискважинных работ и без остановки добычи.

Оборудование интеллектуального заканчивания (пакера, клапана, системы мониторинга) спускается в скважину на колонне НКТ, а все гидравлические линии и электрические кабели присоединяются к НКТ хомутами для защиты во время спуско-подъемных операций. Соответственно эксплуатация также ведется через данную колонну НКТ. Таким образом, 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 и опытные работы по внедрению системы связи "мокрое соединение", основанное на индукционном способе передачи данных, для решения вышеописанной задачи.

испытанные системы SmartWell позволяют нефтяным компаниям осуществлять сбор, передачу и анализ данных по скважине, дистанционно управлять выбранными зонами пласта и достичь максимальной производительности пласта. Система заканчивания SmartWell представляет собой определенную комбинацию устройств для разобщения зон, устройств для управления интервалами, скважинных управляющих устройств, стационарных систем мониторинга, наземных систем мониторинга и управления, систем распределенного измерения температуры, программного обеспечения для сбора данных и управления и прочих компонентов системы.

- Шлюмберже. Система IntelliZone Compact [10] представляет собой модульную систему заканчивания скважин. Отличительной особенностью данной системы является концепция производства основных узлов для распространенных типоразмеров на “вырост” – “на склад”. Это позволяет значительно сократить время доставки оборудования заказчику (до 6 месяцев по сравнению со стандартной поставкой от 1.5 лет).

К данному моменту интеллектуальные системы заканчивания скважин нашли широкое применение в индустрии как зарубежом так и в России. В некоторых случаях применение данной технологии стало ключевым в вопросе повышения эффективности разработки месторождения.

Например, использование интеллектуальной системы заканчивания для одновременной разработки трех зон на месторождении На-Кика в Мексиканском заливе (оператор компания Шелл) позволило повысить добычу по сравнению с последовательной разработкой на 28% [11].

Одним из ярких примеров успешного внедрения интеллектуальной системы заканчивания скважин стала история компании Статойл. На месторождении Гуллфакс-Саут в норвежском секторе Северного моря инженеры Статойл с помощью гидродинамического моделирования показали необходимость использования данных систем. Особенностью данного месторождения является

структурная сложность целевого объекта с многочисленными тектоническими блоками, большая неоднородность и высокие риски преждевременного прорыва газа. Установка систем интеллектуального заканчивания в трех горизонтальных добывающих скважинах, позволило компании Статойл получить более чем двухкратный прирост извлекаемых запасов (с 2.4 млн м³ в 2001 до 5.4 млн м³ в 2006) [12].

Пример использования модульной интеллектуальной системы заканчивания скважин показан компанией Петронас [13]. На своем морском месторождении “S” в Восточной Малазии, Петронас выбрало 2 горизонтальные скважины (14 добывающих скважин на месторождении) для установки данной системы. Мониторинг работы различных участков скважины и соответствующее регулирование притока позволило избежать прорывов воды, а также прорыва газа из газовой шапки.

В России на данный момент интеллектуальные системы заканчивания скважин используются следующими добывающими компаниями:

- “Салым Петролеум Девелопмент.Н.В.” На Салымской группе месторождений опытно-промышленная эксплуатация «умных скважин» началась в 2006 г. К настоящему времени данное оборудование установлено на 23 скважинах нефтепромысла. В данной компании считают, что технология «умных скважин» привлекательна с точки зрения экономики и экологии проекта, так как с ее внедрением уменьшается количество кустов скважин и объемы строительства внутрипромысловой инфраструктуры, а также соблюдаются требования законодательства в области охраны недр [14].
- “Сахалин Энерджи”. Компания внедрила интеллектуальные системы заканчивания скважин не только для добывающих, но и для нагнетательных скважин на платформах “Лунская-А” и “Пильтун-Астохская-Б” [15].
- «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Компания использует интеллектуальные системы заканчивания скважин в качестве

перезаканчивания для борьбы с преждевременным прорывом газа из газовой шапки [16].

3.3 Выбор объекта для применения технологии на Ванкорском месторождении

Выбор объекта Ванкорского месторождения, определенного участка данного объекта и конкретной скважины для проведения опытно-промышленных работ по внедрению системы интеллектуального заканчивания скважины зависит от многих факторов, в том числе:

- геологические характеристики месторождения;
- степень расчлененности разреза и степень неоднородности фильтрационных характеристик пласта;
- расположение скважины относительно подгазовой зоны (если есть) и близость траектории скважины от ГНК, ВНК;
- возможные ограничения по методу эксплуатации, и многие другие.

Ванкорское месторождение является многопластовым: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Для анализа применимости технологии, в данной выпускной работе были рассмотрены объекты Ванкорского месторождения с наибольшей вовлеченностью в разработку нефти: пласт Як-III-VII и пласты нижнехетской свиты (пласты Нх-I, Нх-III-IV).

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Для пласта Як-III-VII ВНК определен в интервале $-1657,4 \div -1632,1$ м. Площадь залежи 274,9 км², ее общая толщина в среднем 94 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м до 45 м, составляя в среднем 17,3 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м. Скважины, пробуренные в 2011-2012 году, свидетельствуют об усложнении геологического строения пласта Як-III-VII в северной части месторождения.

Наблюдается более высокая расчлененность, по сравнению с ожидаемой и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

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

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Абсолютная отметка положения ГНК составляет -2716 м. Для пласта Нх-III-IV ВНК в скважинах определен в интервале -2766,27 ÷ -2748,2 м с общим наклоном в юго-восточном направлении. Площадь нефтегазоносности 290,3 км², общая толщина пласта 72,83 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,25 м до 37,25 м со средним значением по залежи 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 м до 41,6 м со средним значением по залежи 13,9 м. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора).” {“Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения” // ответственный исполнитель Штадлер Д.В. // 2013 [17]}

Для всех вышеперечисленных пластов характерно наличие газовой шапки. При этом для объекта Нх-I это связано с техногенными причинами – появление газовой шапки вследствие снижения пластового давления ниже давления насыщения в процессе разработки пласта. 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.

Также для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV проблемой является рост обводненности скважин. При этом для добывающих скважин пласта Як-III-VII

прорывы воды происходят от нагнетательных скважин систем ППД. Для пласта Нх-III-IV отмечается обводнение нижней части нефтяного интервала, ввиду продвижения приконтурной воды в основную часть залежи по суперколлектору.

Таким образом, с точки зрения борьбы с прорывами воды и газа, основными кандидатами для проведения опытно-промышленных работ по внедрению интеллектуальных систем заканчивая являются скважины пластов Як-III-VII и Нх-III-IV, расположенных в подгазовой зоне.

Геологический анализ условий осадконакопления пласта Нх-III-IV показал, что “верхняя часть пласта Нх-IV представлена пачкой интервала улучшенной проницаемости (суперколлектора). Формирование пласта Нх-IV происходило в обстановке регрессирующего бассейна с увеличением гранулометрического профиля к кровле, что привело к улучшению коллекторских свойств в верхней части пласта. Отложения Нх-III накапливались в трансгрессивный цикл осадконакопления с отложением гранулометрически зрелых песчаников в подошве пласта.” {“Отчет подсчета запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения” // ответственной исполнитель Корнеев Д.А. // 2013 [18]}.

На Рис. 3.12 представлена зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV по лабораторным анализам керна. Наличие двух трендов зависимости проницаемости от пористости объясняется присутствием суперколлектора в пласте Нх III-IV. Как представлено на данном графике, проницаемость суперколлектора на два порядка больше, чем проницаемость в других интервалах. Анализ данных ПГИ по скважинам пласта Нх III-IV (Рис. 3.13) показывает, что 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. Пример геологического разреза горизонтальной скважины проходящей через суперколлектор представлен на Рис 3.14.

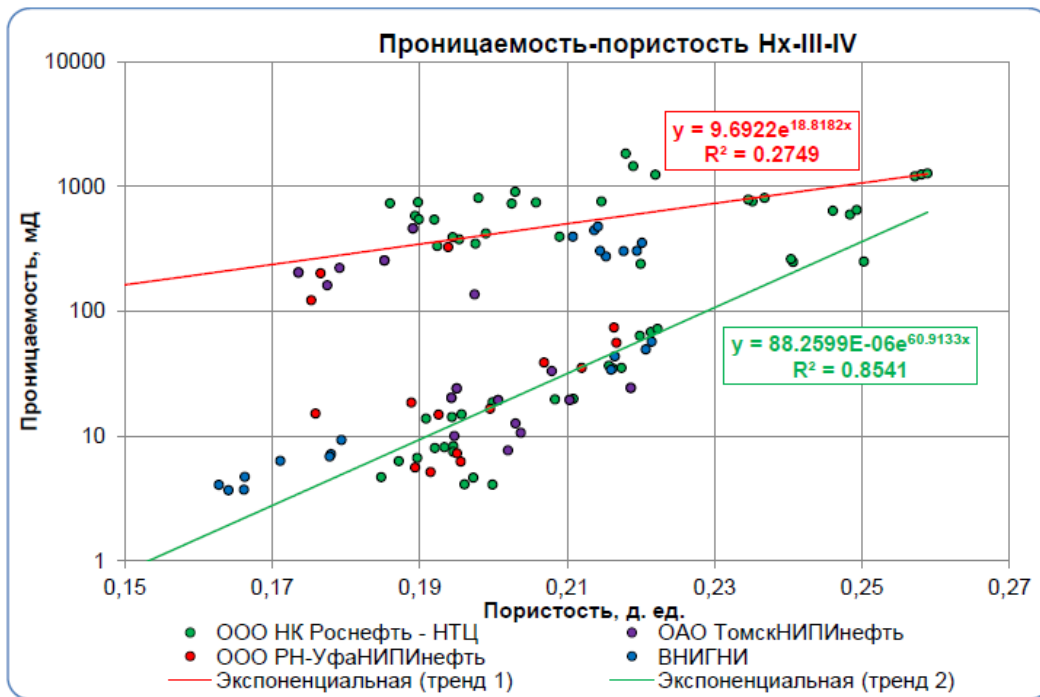


Рис 3.12. Зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV

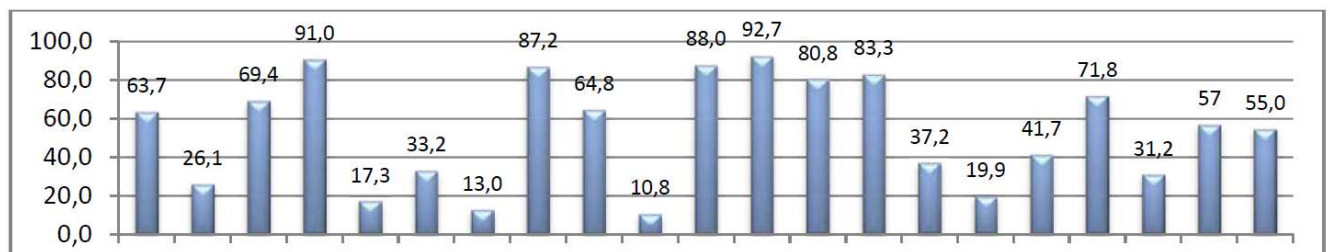


Рис. 3.13 Статистика работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV в группе ГС

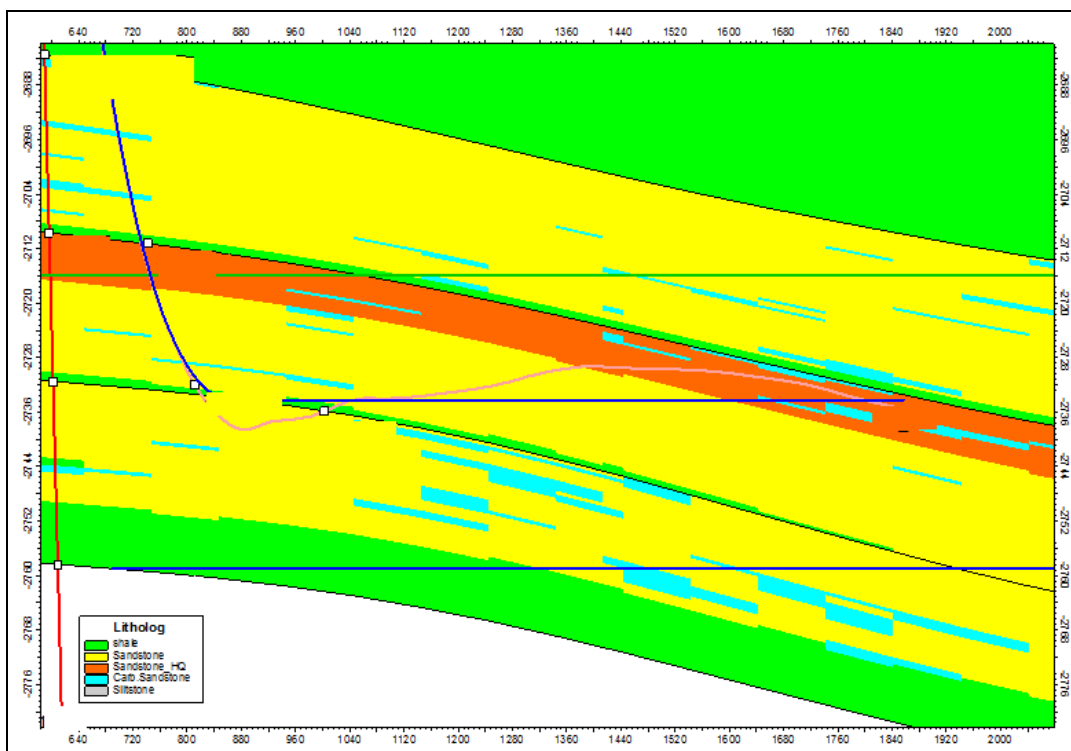


Рис.3.14 Геологический разрез скважины XXX пласта Нх3-4 Ванкорского месторождения

Можно сделать вывод что, использование технологии интеллектуального заканчивания для скважин пласта Нх III-IV может позволить выровнить профиль притока к скважине, а также позволит выработать запасы нефти из зон не суперколлектора. Это приведет к увеличению срока службы скважины, повысит коэффициент охвата и увеличит КИН.

Еще одним важным фактором для подбора скважин кандидатов под технологию интеллектуального заканчивания является условие фонтанной эксплуатации скважин, так как оборудование устанавливается в скважину на колонне НКТ.

Таблица 3.3 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

В таблице 3.3 приведена структура добывающего фонда скважин Ванкорского месторождения. Объект Нх-III-IV эксплуатируется наибольшим количеством скважин фонтанным способом (50 скважин) по сравнению с УЭЦН (21 скважина). Для сравнения, скважины пласта Як-III-VII эксплуатируются в основном УЭЦН (119 скважин) и только 7 скважин работают фонтанным способом. Для пласта Нх-I это отношение составляет 24 и 2 скважины соответственно. На Рис.3.15 представлено распределение доли добычи на текущий момент и за всю историю разработки по способам эксплуатации объекта Нх III-IV Ванкорском месторождении.

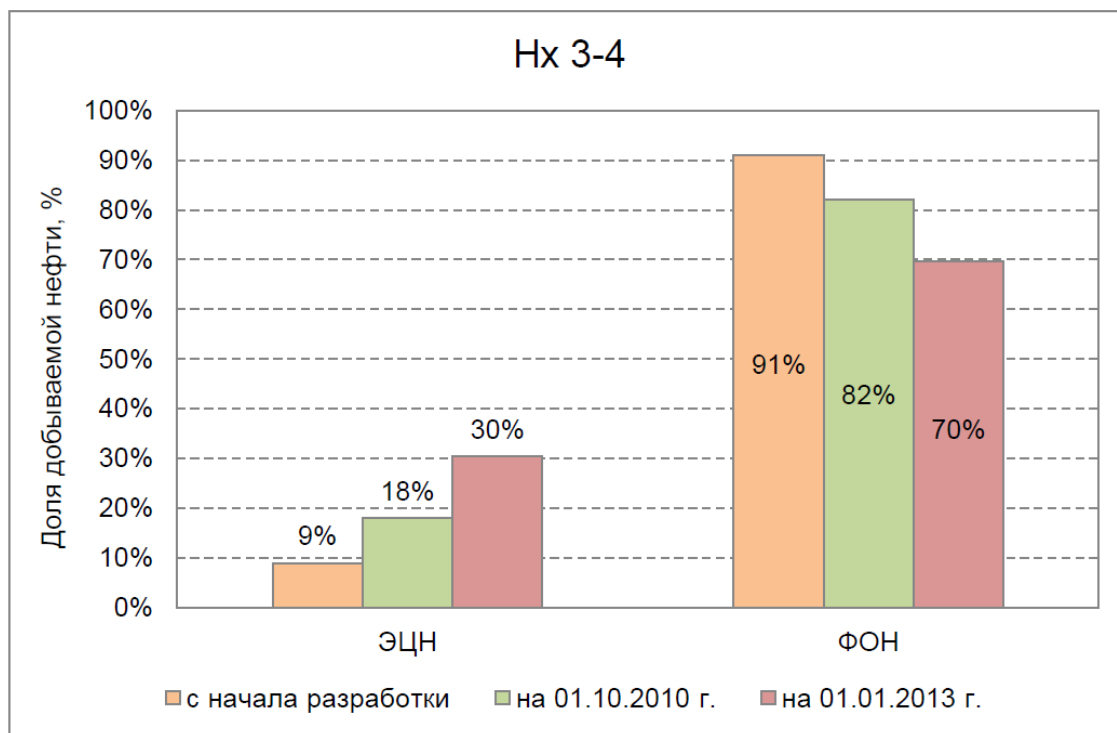


Рис. 3.15 Распределение доли добычи на текущий момент и за всю историю разработки по способам эксплуатации объекта Нх III-IV Ванкорском месторождении

Таким образом, для внедрения интеллектуальной системы заканчивания скважины, предлагается выбрать скважины объекта Нх-III-IV.

Такой выбор обосновывается значительной неоднородностью по фильтрационно-емкостным свойствам (наличие суперколлектора), наличием подгазовых зон, проблем с преждевременной обводненностью скважин и наличием большого фонда скважин эксплуатирующихся фонтанным способом.

4. Безопасность и экологичность

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

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

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 4.1. [19]

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря 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)

Согласно действующему российскому нормативному документу ПУЭ Глава 7.3 и федеральному закону от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ.

По основному виду экономической деятельности предприятие относится к XXX классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное социальное 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. [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.

Отопительные 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. [21]

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. [22]

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 18 м².

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. [23]

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.

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2. [24]

Таблица 4.2 – Характеристики производственного освещения

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

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [25]

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. [26]

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

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 4.3. [27]

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

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

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

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

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

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

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

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

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ-7), Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и др.

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. [30]

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

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты

и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

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 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [20]

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

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

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

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [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. Ниже представлены основная информация необходимая для обеспечения безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.

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

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

Таблица 4.5 – Анализ возможных аварийных ситуаций [32]

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента

Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> - 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, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;

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

- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

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

- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

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 проводятся работы по восстановлению нарушенных земель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены вопросы, посвященные анализу возможности использования новых систем заканчивания – “интеллектуальных систем заканчивания скважин” на примере Ванкорского месторождения.

В процессе работы над данной тематикой были рассмотрены, просчитаны и проанализированы следующие темы:

- текущая схема заканчивания скважин на Ванкорском месторождении: - проведен анализ текущих систем заканчивания скважин на Ванкорском месторождении. Выявлены некоторые недостатки, не позволяющие эффективно управлять разработкой месторождения с использованием текущих схем заканчивания скважин.

- технология интеллектуального заканчивания скважин: - рассмотрена технология интеллектуального заканчивания скважин. Представлены основные элементы компоновки оборудования. Проведен литературный обзор опыта использования данной технологии на других месторождениях.

- выбор объекта для применения технологии на Ванкорском месторождении: - проведен выбор объекта разработки для опытно-промышленных работ с использованием предложенной технологии.

Внедрение подобной технологии потенциально может позволить значительно повысить эффективность управления скважинами и тем самым положительно повлияет на процесс разработки месторождения.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

- АГРП – авто-гидроразрыв пласта
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГНК – газонефтяной контакт
- ГК – гамма-каротаж
- ГТУ – газотурбинная установка
- ГТЭС – газотурбинная электростанция
- ЗКЦ – заколонная циркуляция
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- КРС – капитальный ремонт скважины
- ЛУ – лицензионный участок
- ЛМ – локатор муфт
- НКГМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- НКТ – насосно-компрессорная труба
- НПС – нефтеперекачивающая станция
- ОФП – относительная фазовая проницаемость
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- ПО – программное обеспечение
- РГД – расходомер глубинный дистанционный
- РИР – ремонтно-изоляционные работы
- СТД – скважинный термокондуктивный дебитомер
- СПП – скважинный геофизический прибор
- УВ – углеводороды
- 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 // стр.38-40
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
6. Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction // Paper SPE 112471, 2008.
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
8. Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 # 11
9. Официальный сайт компании Halliburton [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://halliburton.ru/services/hct/well_completions/intelligent/

- 10.Официальный сайт компании Schlumberger [Электронный ресурс]
режим доступа:
http://www.slb.com/services/completions/intelligent/intellizone_modular_zonal_management_system.aspx
- 11.Glandt, Carlos A., Shell International E&P: “Reservoir Aspects of Smart Wells” // SPE paper 81107 // 2003
- 12.Haugen V et al: “Subsea Smart Multilateral Wells Increase Reserves at Gullfaks South Statfjord” // SPE paper 95721 // 2006
- 13.Jiun Horng Chris Chen , Mohd Azrul Nuriyadi et al: “Implementation of Next Generation Intelligent Downhole Production Control in Multiple-dipping Sandstone Reservoirs, Offshore East Malaysia” // SPE paper 145854 // 2011
- 14.Официальный сайт компании SalymPetroleum [Электронный ресурс] –
Режим доступа:
<http://salympetroleum.ru/technologies/production/smartwells/>
- 15.Официальный сайт компании SEIC [Электронный ресурс] – 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>
- 17.“Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения”, ответственный исполнитель Штадлер Д.В, 2013
- 18.“Отчет подсчета запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения”,
ответственный исполнитель Корнеев Д.А., 2013
- 19.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 20.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
- 21.СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

22. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
23. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
24. 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.).
25. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
26. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
27. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
28. 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».
31. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
32. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1.3 - Стандартные исследования керна из разведочных и эксплуатационных скважин

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %			Количество скважин по видам анализов			
			количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			п	пр	вс
				минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Дл-I-III	СВн-1	17	1	26.53	26.53	26.53	-				-						
	СВн-2	13.1	5	27.93	30.54	29	3	63.14	238.86	160.32	-						
	СВн-3	25.4	8	15.6	23.7	19.6	6	0.4	20.7	5.67	-						
	СВн-4	25.2	15	23.3	33.81	30	18	5.14	571.9	179.388	-						
	Вн-7	35.9	31	8.4	36.4	29.4	22	0.117	1672.9	651.115	-						
	Вн-10	23.4	9	24.2	30.2	26.8	-				-						
	Вн-12	24.8	15	0.8	34.6	22.9	13	0.01	851.78	134.07	-						
	Вн-13	39.7	29	22.2	31.6	25.5	22	1.61	679.86	94.6	-						
	Вн-14	10.5	14	21.7	30	24.6	13	5.39	504.75	97.577	-						
	Вн-14а	13.3	20	20	34.8	26.2	17	2.82	1291	343.87	-						
	Вн-17	30	47	2.5	36.6	30.8	45	0.053	2701.3	488.9	8	10.5	32.2	17.6			
	112	37.9	50	22.8	35.7	30.8	48	3.007	2127.82	501.05	25	10.7	81.02	44.81			
	149	87	48	3.8	36.4	29	36	0.01	3128	641.409	2	49.17	50.55	49.9			
	358	47.5	76	4	36	29.7	56	0.008	3055.88	533.557	17	11	73.1	35.9			
	159	21.1	32	23.3	33.9	31.6	28	3.83	3159.1	1132.7	14	10.7	59.7	17.86			
160	6.1	16	2.1	35.8	27	17	0.001	3167.74	265.6	-							
164	12.9	21	18.3	35.6	31.6	16	69.8	4648.8	1145.3	2	19.6	24.9	22.3				

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %			Проницаемость (Кпр). мД			Водоудерживающая способность (Квс). %			Количество скважин по видам анализов						
			количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			п	пр	вс	
				минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
	184	23.5	54	3	35.2	25.2	45	0.01	2856.19	189.57	29	15.5	89.5	57.3				
итого по Дл-I-III			491				405				97				18	16	7	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Як-I	159	6	3	23.3	27.2	24.7	3	11.9	116.1	156.9	2	27.4	45.92	36.65				
	112	НК	-				-				-							
	160	9.8	24	6	31	22.6	24	0.1	2183.66	591.9	6	7.97	48.24	17.9				
	184	12.3	12	28.1	30.5	29.6	12	575.36	1915.33	1303.19	4	7.1	24	12.3				
	7Н	10.5	8	25.1	30.8	28.4	8	71.2	5628.37	1473.71	1	19.7	19.7	19.7				
	СВн-3	3.6	13	14.5	21.5	17.5	11	2	15.4	6.3	-							
	СВн-4	13.6	4	26	30.2	28.5	4	414.2	1379.2	857.7	1	15.78	15.78	15.78				
	Вн-10	3	13	13	25.5	20.6	3	2.85	156.5	62.03	-							
	Вн-13	НК	-					-				-						
	Вн-16	2.2	12	0.1	24.7	15	8	0.001	136.2	45	45	2	22.3	26.5	24.4			
Вн-17	2.7	9	19.1	28	23.6	24	24	1.7	446.76	112.2	6	20.7	69.13	34.91				
ВД-1	3.1	9	20.3	29.1	24.8	16	16	0.2	1151.1	296.63	5	17.4	34.6	29.8				
итого по Як-I			107				113				27				10	10	8	
	112	НК	-				-				-							
	138	НК	1	21	21	21	1	26.97	26.97	26.97	-							
	358	1.2	4	13.5	30.7	23.1	3	3.38	1142.1	654.95	2	17	17.2	17.1				
	7Н	1.2	3	24	24.7	24.3	3	29.9	109.4	59.96	1	24.6	24.6	24.6				

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %			Проницаемость (Кпр). мД			Водоудерживающая способность (Квс). %			Количество скважин по видам анализов					
			количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			п	пр	вс
				минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	СВн-4	НК	1	18.8	18.8	18.8	1	1.6	1.6	1.6	-						
	Вн-7	НК	3	11.2	13.6	12.6	2	0.4	1.52	0.95	-						
	Вн-9	1.5	7	12	22.9	20	6	6.74	10.9	9	2	55.14	56.47	55.81			
	Вн-10	3	2	15.9	23.4	19.6	2	0.001	57.1	28.6	-						
	Вн-13	4.3	3	17.1	21.3	18.6	-				-						
	Вн-16	2.2	6	13.9	20.2	16	3	1.77	36.04	13.32	-						
	Вн-17	НК	3	8.8	13.8	11.3	2	0.052	0.08	0.066	-						
	ВЛд-1	4.3	8	17.7	25	21.2	14	0.02	86.44	11.4	2	43.6	44.9	44.3			
итого по Як-II			41				37				7				11	10	4
Як-III-VII	СВн-1	57.6	14	7.1	25.2	18.1	5	0.1	7.7	4.2	4	45.01	87.4	60.75			
	СВн-2	63.8	44	1.6	32.7	19.1	32	0.001	1052.6	181.4	10	15.1	92.83	45.21			
	СВн-3	43.2	3	0.6	4.8	3.2	3	0.001	1.7	0.6	-						
	СВн-4	50.7	17	15	28.8	23.3	17	0.63	1084.4	338.9	2	19.65	31.75	25.7			
	Вн-2	60.9	21	6.6	31.8	22.9	11	20	335.5	103	12	5.95	47.6	28.1			
	Вн-6/4	73.5	12	1.8	14.9	9.8	12	0.001	40.3	8.8	6	12.64	14.85	13.9			
	Вн-7	74.1	47	10	29.4	24	31	3.82	267.7	52.6	5	38.43	43.85	41.2			
	Вн-8	51.4	20	20.7	31.5	27.3	56	2.52	2520.1	646.7	13	15.45	35.03	27.2			
	Вн-9	69.7	94	8.8	32.1	24.2	88	0.35	1949.8	334.6	17	17.6	63.1	33.5			
	Вн-10	55.4	23	11.6	29.7	20.8	10	0.94	621.3	261.1	5	20.15	78.1	42.61			
	Вн-11	53.5	37	15.4	32.5	27.3	48	2.1	2134.9	555.4	6	15.1	62.6	30.9			

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %			Проницаемость (Кпр). мД			Водоудерживающая способность (Квс). %			Количество скважин по видам анализов					
			количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			п	пр	вс
				минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вн-12	76.8	59	0.4	30.7	22.6	59	0.001	2887.4	439.8	7	15	49.3	31.9			
	Вн-13	66.6	30	7.9	28.4	21.6	12	0.6	168.1	39.3	2	35.9	42.9	39.4			
	Вн-16	53.9	39	9.9	30.4	21.2	32	0.08	829.6	137.6	3	22.4	35.4	27.2			
	Вн-17	39.5	11	2.9	17.5	12.8	8	0.02	169.4	23.1	1	24.3	24.3	24.3			
	103	62.9	111	1.8	32.1	25.5	110	0.023	3050.02	402.4	15	13	36.2	23.1			
	112	58.4	78	1.7	32.6	23.3	80	0.01	2467.66	336.205	32	10.91	79.7	25.6			
	119	82.6	143	3.3	33.3	27.7	142	0.001	2876	748.3	53	7.9	83.8	17.45			
	127	67.1	54	0.5	31.9	24.5	108	0.001	1824.41	392.014	27	10.95	59.8	32.4			
	138	56.5	29	4.8	31	25.8	65	0.01	3089.5	465.41	16	9.1	57.1	32.5			
	149	57.4	104	6.3	34.2	27.6	86	0.03	3594.4	703.31	20	6.3	75.5	24.4			
	159	64.7	93	1.4	31.2	25	92	0.001	3202.5	362.05	21	10.57	43.41	23.3			
	160	73.5	76	1.7	32.9	24.6	71	0.023	5138.5	553.42	21	7.36	50.32	20.85			
	164	57.6	15	0.8	29.6	20.1	15	0.08	1208	151.9	7	21.4	63.1	36.4			
	184	78.7	72	1.4	32.6	27.5	72	0.001	2772.99	776.4	27	7.9	38.2	19.2			
	358	64.5	138	1.9	32.8	27.7	131	0.001	3120.9	676.64	18	10.2	32.6	18.63			
	7Н	60.6	72	0.6	31.1	25.9	72	0.02	2889.19	453.2	19	7.5	47	20.4			
итого по Як-III-VII			1456				1468				369				27	27	26
Сд-IX	164	42.5	77	7.8	24.3	21	76	0.03	885.1	177.2	26	16.9	76.1	31.5			
	160	34.8	77	5.5	26.6	21	75	0.03	1832.9	211.7	19	17.3	43.2	29.4			
	165	45.6	92	7.8	26.9	22.4	86	0.1	1800.8	271	29	15.8	42.9	25			

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %			Проницаемость (Кпр). мД			Водоудерживающая способность (Квс). %			Количество скважин по видам анализов					
			количество определений, шт.	Значение		Количество определений, шт.	Значение		Количество определений, шт.	Значение		п	пр	вс			
				минимальное	максимальное		среднее	минимальное		максимальное	среднее						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	184	52.4	83	6	29.2	23.5	83	0.4	1766	459.4	37	11.6	43	24.2			
	СВн-1	38.6	4	9.9	24.2	19.6	3	0.72	601.5	215.3	4	26.4	60.8	42.7			
итого по Сд-IX			333				323				115				5	5	5
Нх-1	СВн-4	9.6	12	7.9	21.5	15.4	22	0.01	497.47	81.585	1	17.88	17.88	17.88			
	Вн-2	7.3	15	6.1	18.9	13.9	10	0.05	0.57	0.373	8	68.4	89.3	77.86			
	Вн-4/6	8.1	9	6.8	19.3	12.6	8	0.001	2.99	0.638	4	54.76	82.8	71.81			
	Вн-5	9.3	17	8.7	20.9	14.7	14	0.05	6.71	1.26	13	50.3	91.8	78.4			
	Вн-8	6.2	17	4	20	14.8	17	0.01	10.92	1.618	1	49.21	49.21	49.21			
	Вн-9	7.7	36	2.8	21.3	14.3	36	0.001	155.75	7.28	4	37.9	51.91	44.13			
	Вн-10	11.4	17	5	22.6	14.7	14	0.001	150.1	15.451	11	24.6	92.9	69.9			
	Вн-11	3.4	7	13.8	20.9	17.2	16	0.001	12.94	1.605	-	-	-	-			
	Вн-12	11.8	11	15.9	21.9	18.9	11	0.87	27.34	9.723	2	13.4	19.3	16.35			
	Вн-13	15.1	18	6.2	23.7	17.4	9	2.33	1732.4	205.113	7	20.3	61.1	45.76			
	Вн-16	16.9	36	2.6	19.3	16.3	36	0.001	17.18	1.349	19	42.1	64.9	53.7			
	ВЛд-1	13.1	30	5.5	24.7	17.3	30	0.04	1455.1	83.695	14	25.07	80.6	58.39			
	Вн-17	7.7	61	1.8	20.7	10.6	59	0.017	299.15	36.667	15	23.7	84.1	68.04			
	149	6.4	48	5.1	19	12.6	38	0.001	5.6	0.815	11	39.3	73.2	60.42			
	127	20.1	99	8.2	21.9	18.2	99	0.06	81.86	12.701	52	14	91.6	44.05			
138	12.8	34	4.3	21.9	15.5	41	0.001	93.69	3.828	24	28.28	88.4	59.67				
358	13.9	50	3.4	22.4	17.9	50	0.03	604.3	47.9	18	18.5	66.1	45.7				

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %			Проницаемость (Кпр). мД			Водоудерживающая способность (Квс). %			Количество скважин по видам анализов					
			оличество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			п	пр	вс
				минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	103	15.9	59	5.6	22.7	18.2	59	0.027	93.8	8.549	20	24.6	86.9	45.69			
	112	17	50	5.5	22.3	17	50	0.02	73.73	6.4	32	34.91	87.44	50.62			
	119	17.5	49	3.6	20.4	15.3	71	0.001	4.24	0.932	15	52.6	97.2	61.91			
	159	2.7	10	10.2	18.4	15.6	10	0.06	1.71	0.53	5	35.5	63.3	47.8			
	160	НК	16	6	14.8	10.8	16	0.016	3.051	0.554	-						
	164	НК	16	9.2	17.6	14.3	16	0.05	1.19	0.26	-						
итого по Нх-I			717				732				276				23	23	20
Нх-III-IV	СВн-1	46.2	72	3	25.1	17.8	49	0.03	1248.6	180.939	70	10.75	94.06	53.14			
	СВн-2	54.9	43	0.6	21.7	15.3	41	0.001	21.6	2.846	17	47.93	92.8	66.93			
	СВн-3	52.3	40	0.5	20.6	16	40	0.001	837.35	150.118	-						
	СВн-4	49.1	27	5.3	23.6	19.4	56	0.001	1469.75	177.638	6	11.3	51.15	27.8			
	Вн-4/6	41.1	40	4.2	22.6	17.4	40	0.001	153.45	32.39	34	27.8	91.8	48.4			
	Вн-5	49.3	24	4.7	30.2	19.1	19	0.09	734.58	184.232	15	17.7	90.8	40.3			
	Вн-7	53.1	11	2.3	16.7	12	11	0.02	5.4	0.749	-						
	Вн-8	42	49	3.6	21	14.1	48	0.02	1359.37	71.633	11	17.51	62.37	38.78			
	Вн-9	44.4	62	1.7	24.7	17.3	61	0.001	1980.8	215.899	17	13.96	73.13	43.77			
	Вн-10	46.8	58	0.2	24.4	17.2	55	0.001	341.98	22.837	51	21.94	93.31	56.27			
	Вн-11	47.2	26	13.7	22.4	19	74	0.001	457.29	61.159	12	20.6	49.8	32.85			
	Вн-12	55.8	64	3.2	24.1	19.7	62	0.001	2415.8	567.756	13	14.9	70.4	32.18			
	Вн-13	43.3	7	8.4	19.5	15.4	2	0.38	4.28	2.33	-						

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость (Кп). %			Проницаемость (Кпр). мД			Водоудерживающая способность (Квс). %			Количество скважин по видам анализов					
			количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			Количество определений, шт.	Значение			п	пр	вс
				минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вн-15	52.5	32	9.7	23.2	19.9	32	7.53	2559.78	876.648	11	8.7	36.6	17.66			
	Вн-17	48.9	128	0.5	25.7	16.3	125	0.001	2695.5	171.439	65	9.15	87.85	44.84			
	ВЛд-1	45.4	115	0.9	23.6	17.6	117	0.04	802.81	74.107	61	16.72	83.3	41.42			
	Вн-16	39.9	58	2.5	18.2	13.2	58	0.001	270.08	35.172	20	15.94	58.39	24.02			
	149	49.5	100	1.9	23.2	17.3	82	0.01	661.87	62.7	32	17.4	68.6	46.4			
	358	40.9	82	2	22.9	19.1	82	0.03	611.6	105	32	15.3	53.2	30.83			
	103	69.4	100	2	22.8	19.8	99	0.023	873.12	58.053	20	12.5	40.6	27.97			
	138	68.5	134	1.6	22.4	18.4	192	0.001	942.9	86.357	91	11.81	74.5	37.76			
	112	68.9	59	3.4	24.3	21.7	59	0.021	1232.13	263.202	32	9.01	80.58	25.95			
	159	57.5	165	1.9	22.7	18.5	165	0.02	1724.66	147.56	30	12.7	55.2	31.6			
	164	64.9	79	2.2	24.5	18.4	79	0.001	983.07	153.42	16	12.5	56.2	31.57			
	184	64.3	107	2	25.3	19	107	0.01	1992.7	115.86	35	8	65.3	30.21			
	160	38.6	116	1.6	22.7	17.3	116	0.007	905.786	77.444	27	10	49.3	28.8			
	119	52.4	221	1.2	23.4	17.1	221	0.001	1521.29	74.379	40	15.2	96.4	42.46			
итого по Нх-III-IV			2019				2092				758				27	27	24
итого по месторождению															33	33	28

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

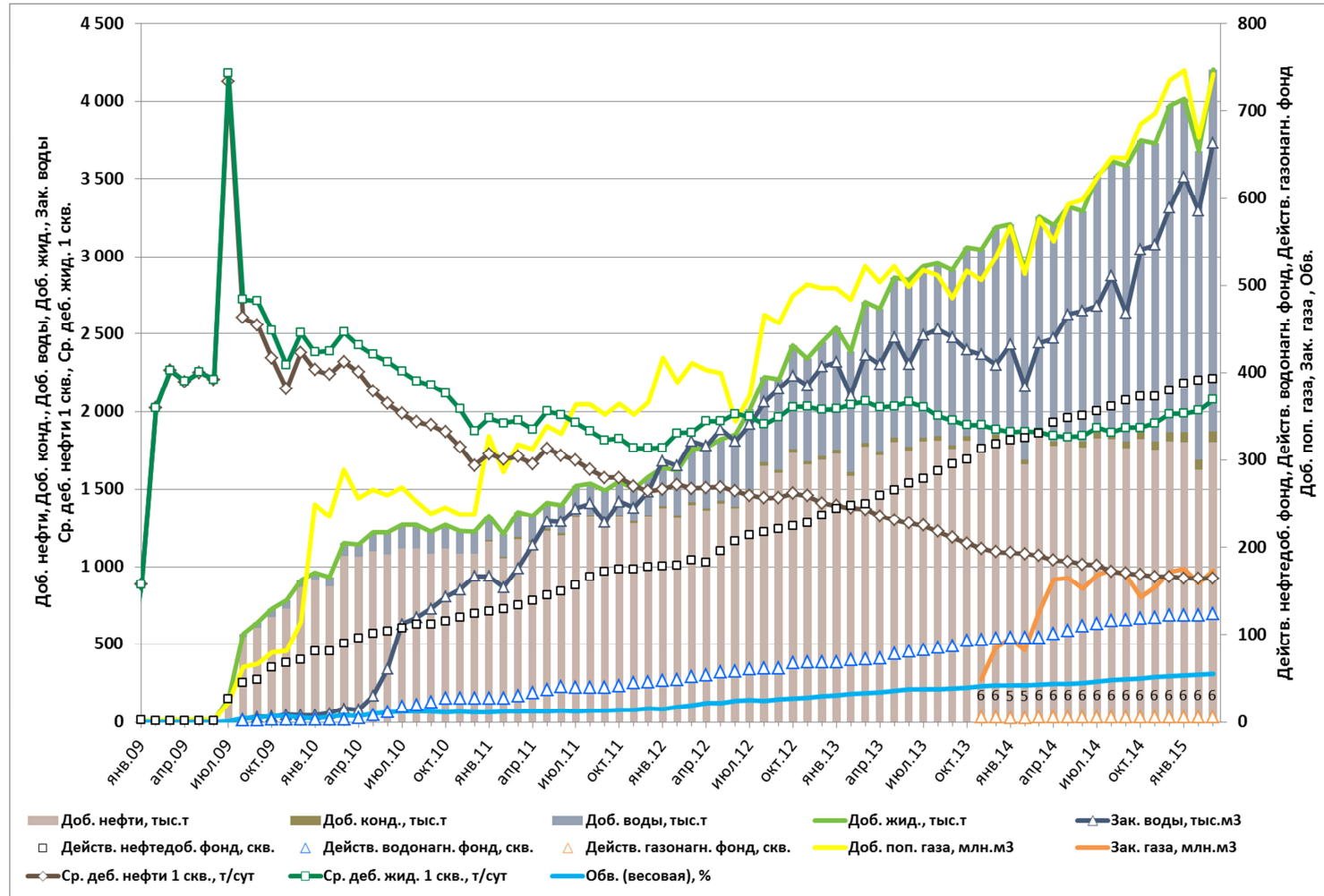


Рисунок 2.9 - Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

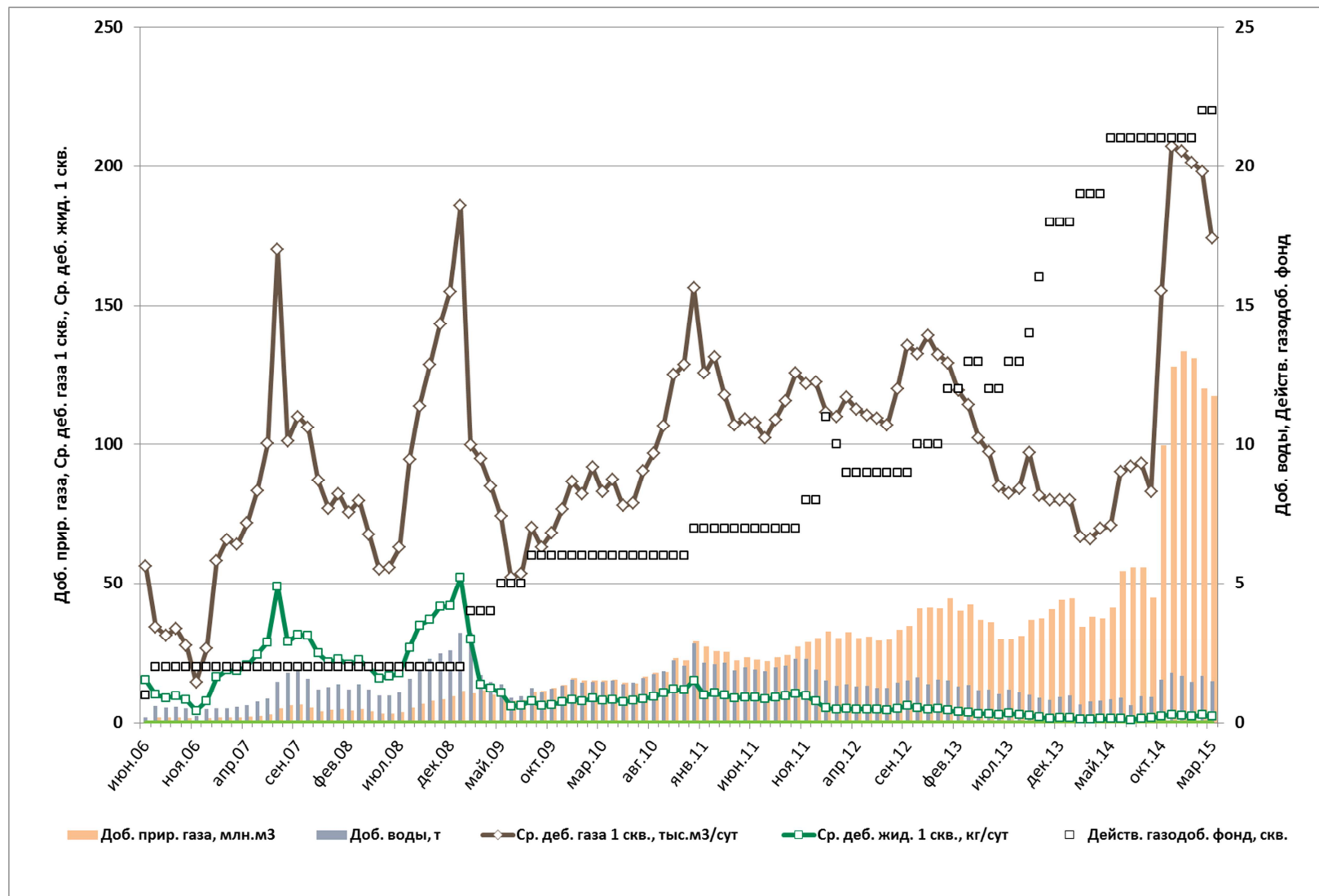


Рисунок 2.10 - Динамика основных показателей разработки объекта Дл-І-ІІІ Ванкорского месторождения

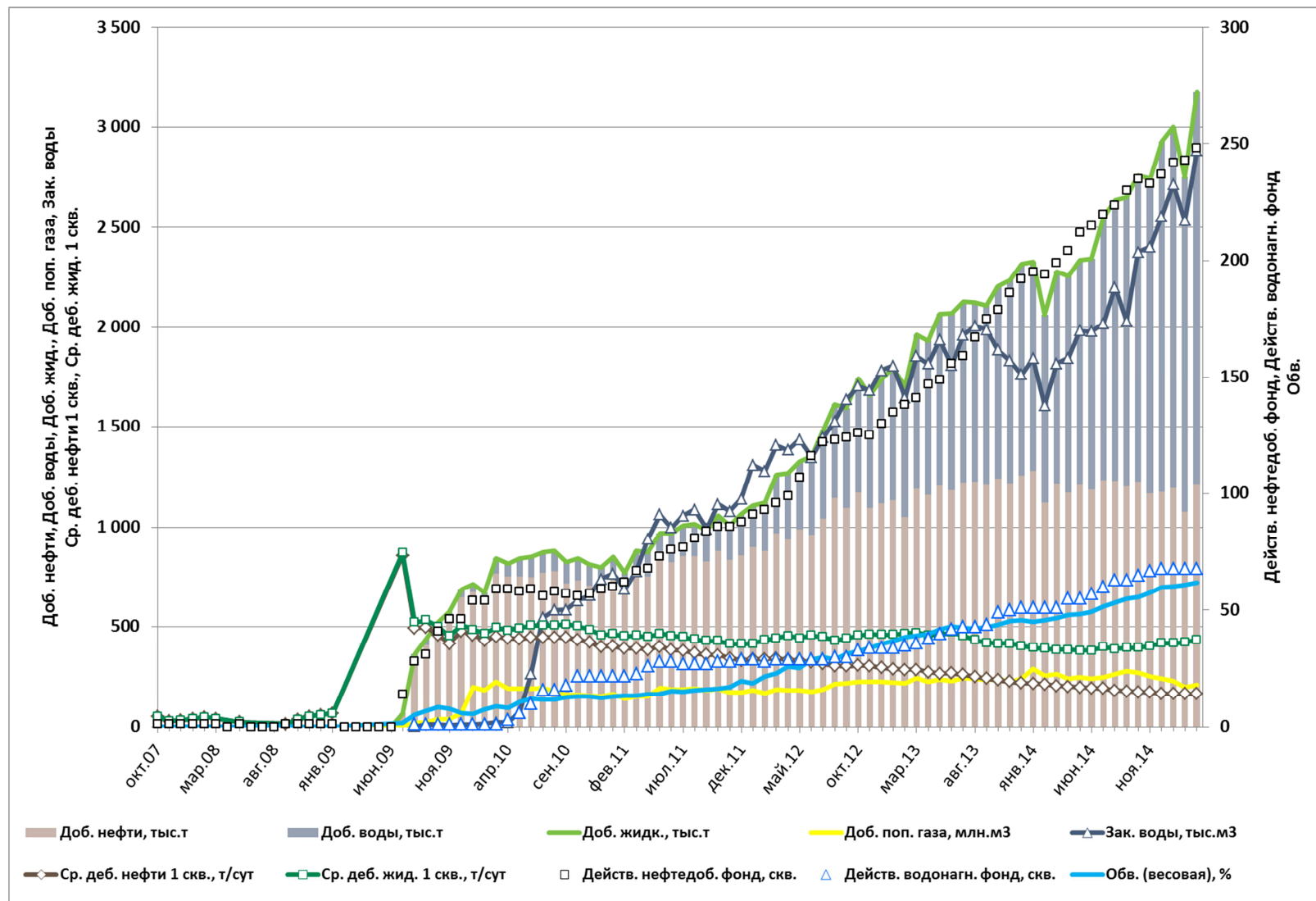


Рисунок 2.11 - Динамика основных показателей разработки объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения

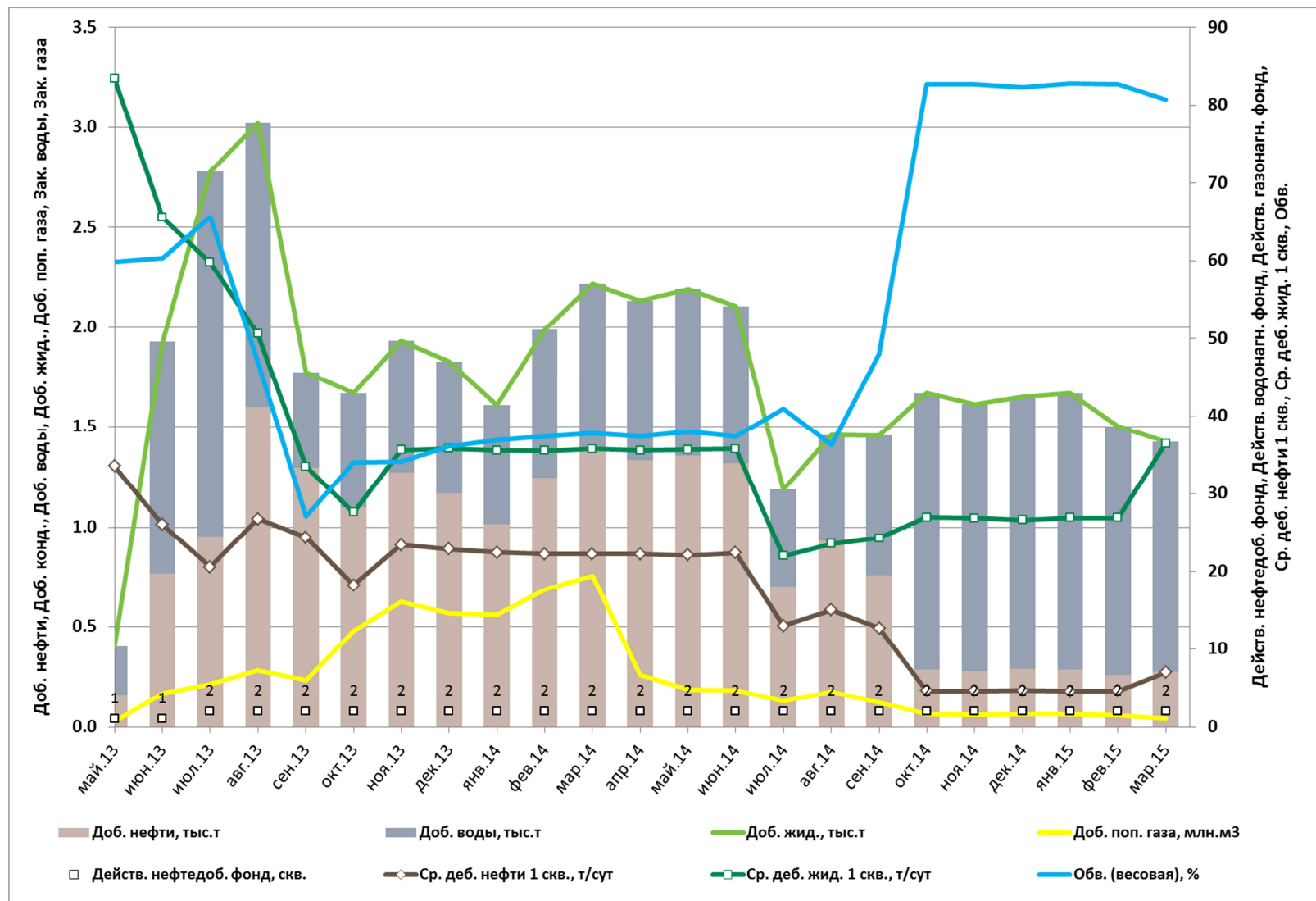


Рисунок 2.12 - Динамика основных показателей разработки объекта Сд-IX Ванкорского месторождения

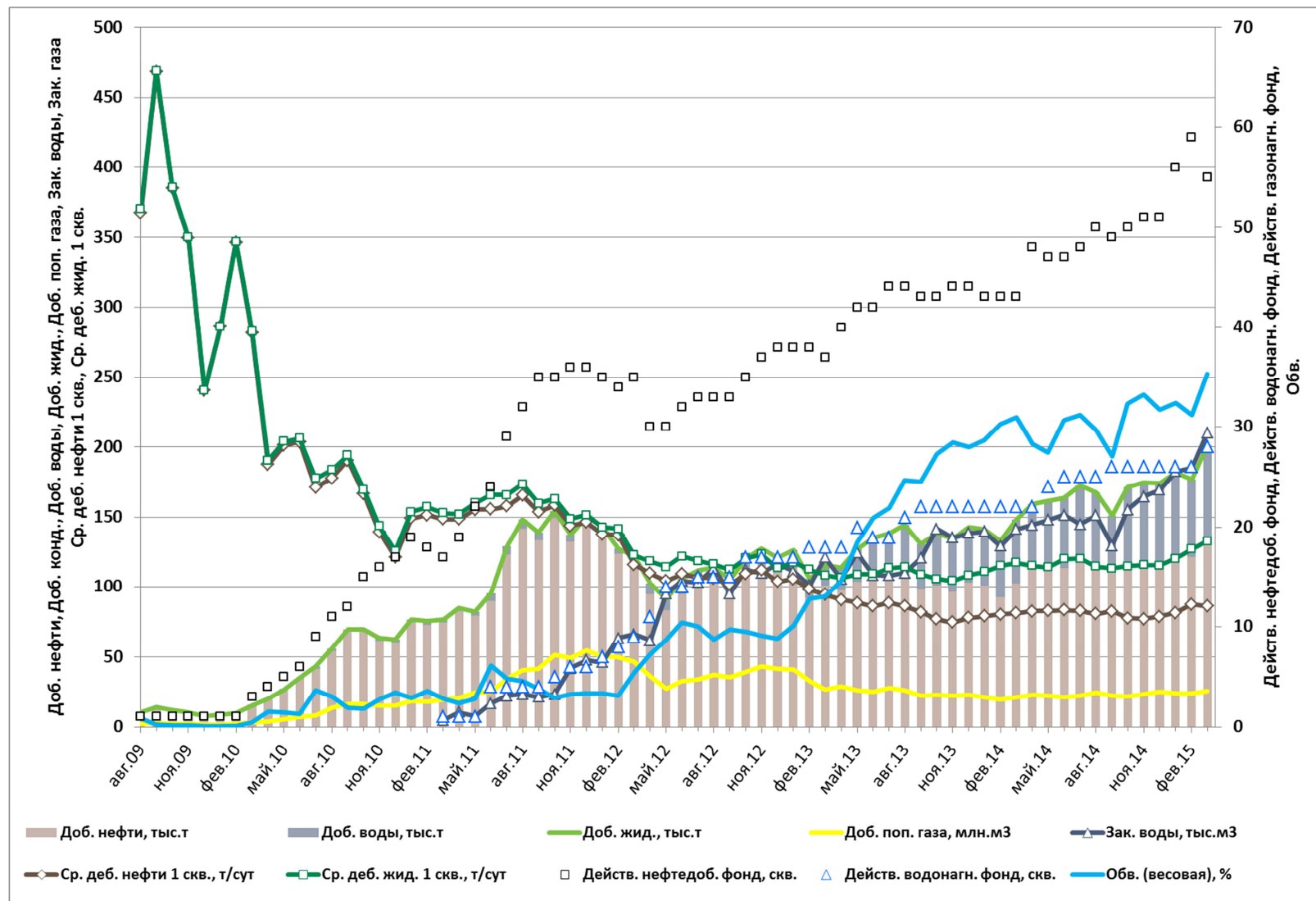


Рисунок 2.13 - Динамика основных показателей разработки объекта Нх-1 Ванкорского месторождения

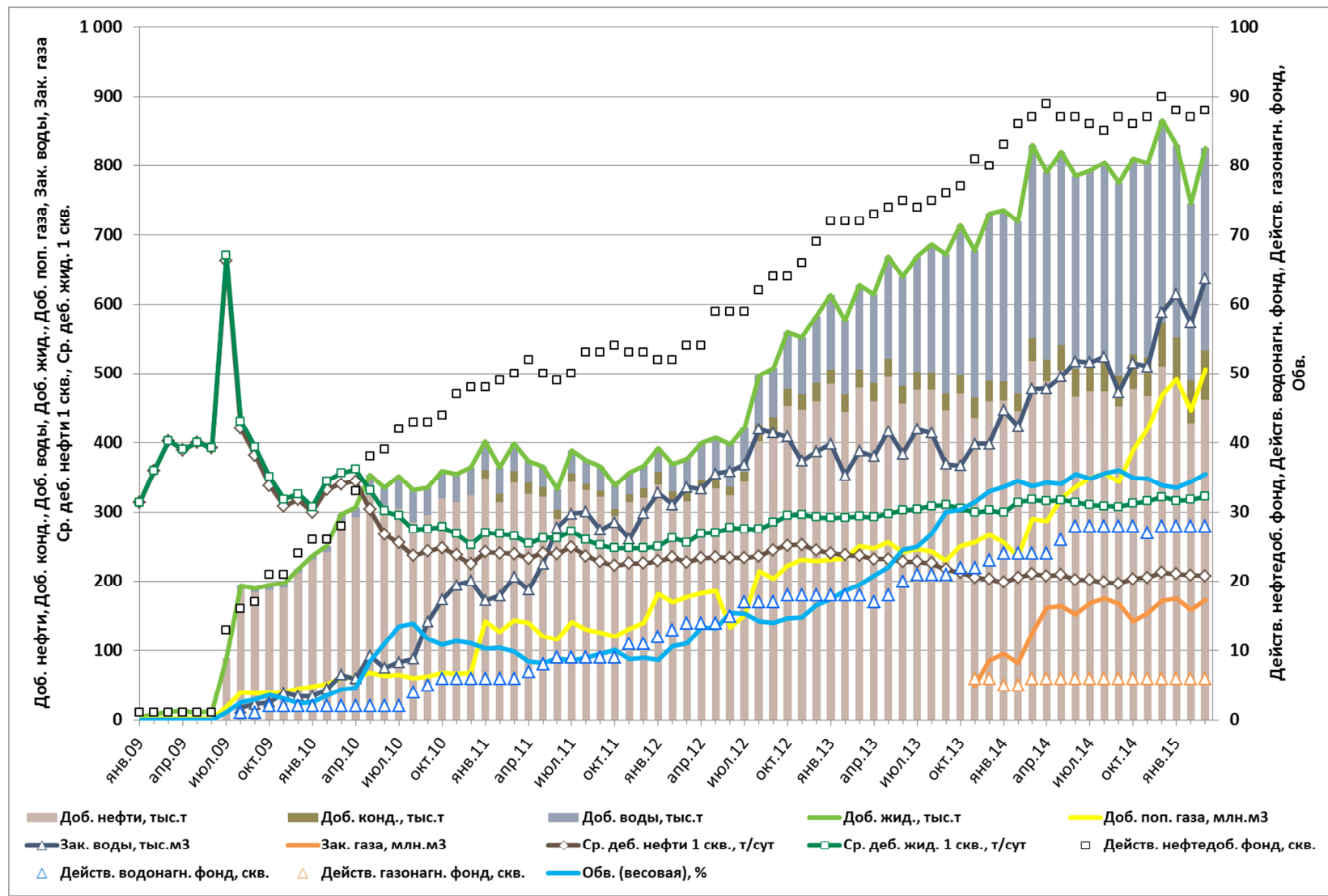


Рисунок 2.14 - Динамика основных показателей разработки объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения