

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»

**ИННОВАЦИИ В ПРОЦЕССЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ ПРИ
ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ НА ГРУППЕ
ВАНКОРСКИХ ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Руководитель _____ 27.06.16
подпись, дата

профессор, к.ф.м.н
должность, ученая степень

Б.Б. Квеско
инициалы, фамилия

Выпускник _____ 27.06.16
подпись, дата

А.Г. Дваладзе
инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность
наименование раздела

_____ 24.06.2016
подпись, дата

Е.В. Мусияченко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

_____ 25.06.2016
подпись, дата

О.В. Помолотова
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНЮЮ КВАЛИФИКАЦИОННЮЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

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

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

Студенту Дваладзе Артем Георгиевич

Группа ГБ12-04. Направление (специальность) 21.03.01.02
«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы: «Инновации в процессе предварительного сброса воды при подготовке и транспортировке нефти на группе Ванкорских газонефтяных месторождений»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

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

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

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Инновации в процессе предварительного сброса воды при подготовке нефти;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

 05.02.16

Квеско Б.Б.

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению



Дваладзе А.Г.

подпись, инициалы и фамилия студента

«05» февраля 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Инновации в процессе предварительного сброса воды при подготовке и транспортировке нефти на группе Ванкорских газонефтяных месторождений» содержит 88 страниц текстового документа, 25 рисунков, 11 таблиц, 30 использованных источников.

СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ, ПОВЕРХНОСТНОЕ ОБУСТРОЙСТВО, СЕПАРАТОР, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, УСТАНОВКА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ, ТЕПЛООБМЕННИК, ТРУБОПРОВОД.

Объектом исследования является установка предварительного сброса воды УПСВ-Юг Ванкорского месторождения.

Целью работы является возможное внедрение инновационных технологий для повышения эффективности работы установка предварительного сброса воды при подготовке нефти.

В бакалаврской работе предлагается внедрить на УПСВ-Юг Ванкорского месторождения следующие технологии:

- полимерно-эластичные резервуары для подтоварной воды;
- частотно-регулируемые приводы для насосов дозирования реагентов;
- поточные анализаторы содержания нефтепродуктов.

Данные предложения основаны на личном опыте во время практики на объекте УПСВ-Юг Ванкорского месторождения в марте 2016 года.

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 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия.....	12
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	16
2. Состояние разработки месторождения	19
2.1 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III-VII20	
2.1 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-I	24
2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV	28
2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX (нефтяной)	32
2.5 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Дл-I-III ...	33
3. Инновации в процессе предварительного сброса воды при подготовке нефти	35
3.1 Описание технологического процесса установки предварительного сброса воды Юг	37
3.2 Внедрение технологии полимерных эластичных резервуаров для подтоварной воды.....	41
3.3 Применение частотно-регулируемых приводов для насосов дозирования реагентов в системах подготовки нефти.....	46
3.4 Применение поточных анализаторов содержания нефтепродуктов в воде на УПСВ-Юг.	55
4. Безопасность и экологичность	60
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	60
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	62
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	63
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	66
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	67

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	69
4.7 Экологичность проекта.....	70
Заключение.....	73
Обозначения и наименования.....	74
Список использованных источников.....	76
Приложение А. Стандартные исследования керна из скважин.....	79
Приложение Б. Динамика основных показателей разработки.....	87

ВВЕДЕНИЕ

Ванкорское газонефтяное месторождение вступает в третью стадию разработки, отличительными чертами которых являются снижение уровня добычи нефти, рост и высокий уровень обводненности добываемой продукции, сравнительно низкая вязкость жидкости, транспортируемой по трубопроводам системы сбора продукции скважин и высокая коррозионная агрессивность промысловых сред.

В данной работе на примере Ванкорского месторождения проведен анализ существующих систем промыслового обустройства месторождений (на примере установки предварительного сброса воды при подготовки нефти - УПСВ-Юг) и предложены некоторые инновационные решения для повышения эффективности и стабильности работы данной установки.

Внедрение подобных систем позволит опробировать данные системы и в случае успеха перейти к их внедрению на других месторождениях Ванкорского кластера, которые также будут проходить третью стадию разработки и столкнутся с подобными проблемами в той или иной степени.

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. Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения приведен на рисунке 1.1. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

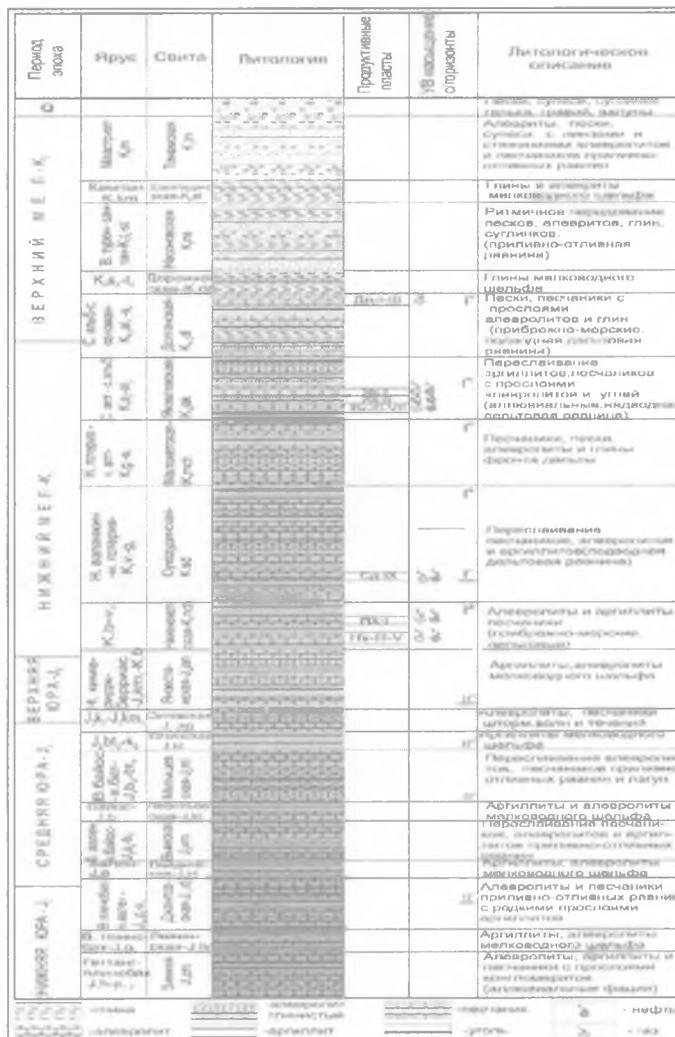


Рисунок 1.1 - Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

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

Меловая система (нижний мел - K1)

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

Толщина свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

Суходудинская свита (K1sd) согласно 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 слюдисто-глинисто-каолининовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто

наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослой 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 прослой 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).

Меловая система (нижний-верхний отделы - К1-2)

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.

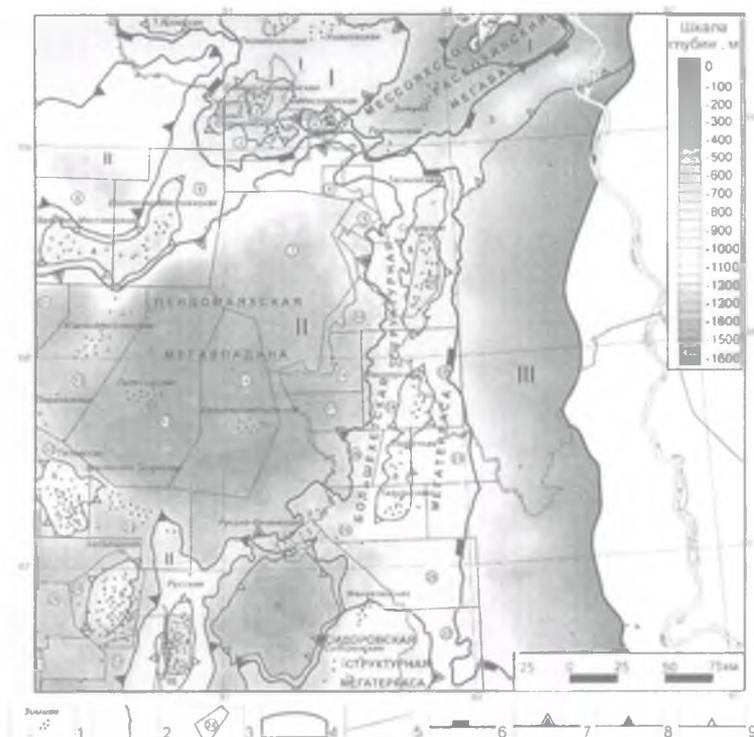
Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевролитистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые 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.

Тектоническое строение района

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы в соответствии с рисунком 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-Пяяхинский, 14-Хальмерплютинский, 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, Большехетская 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.

1.2 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 покрышки 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-ІІІ	303	304,5
Сд-ІХ	326	326
Нх-І	332	331
Нх-ІІІ-ІІІІ	338	336

1.3 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-ІІІІ), 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 Приложении 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. Состояние 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.

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

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

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

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

Проектный фонд реализован на 94%.

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

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

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

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

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

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

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

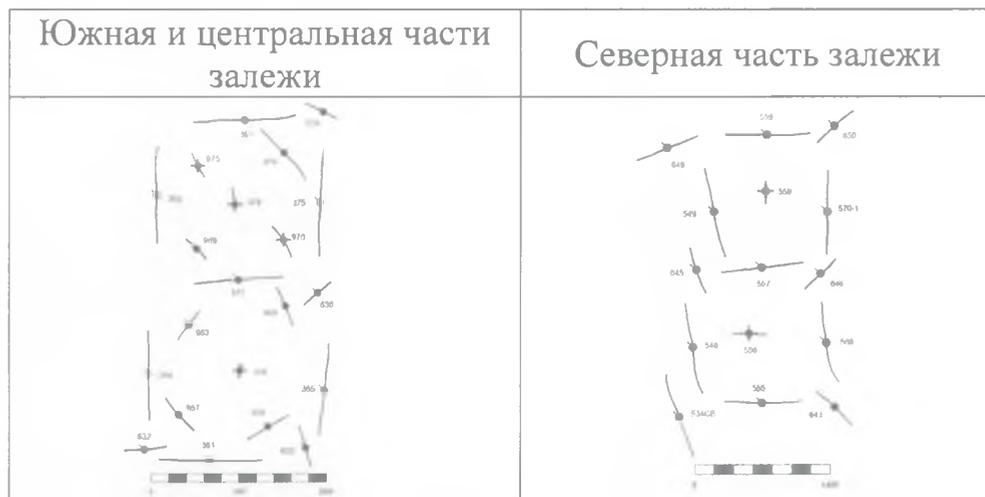


Рисунок 2.1 - Схема размещения скважин пласта Як-III-VII

Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

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

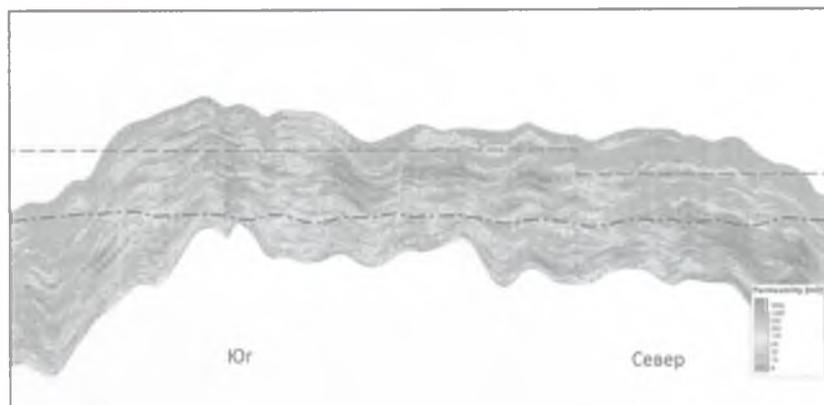


Рисунок 2.2 - Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта Як-III-VII

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

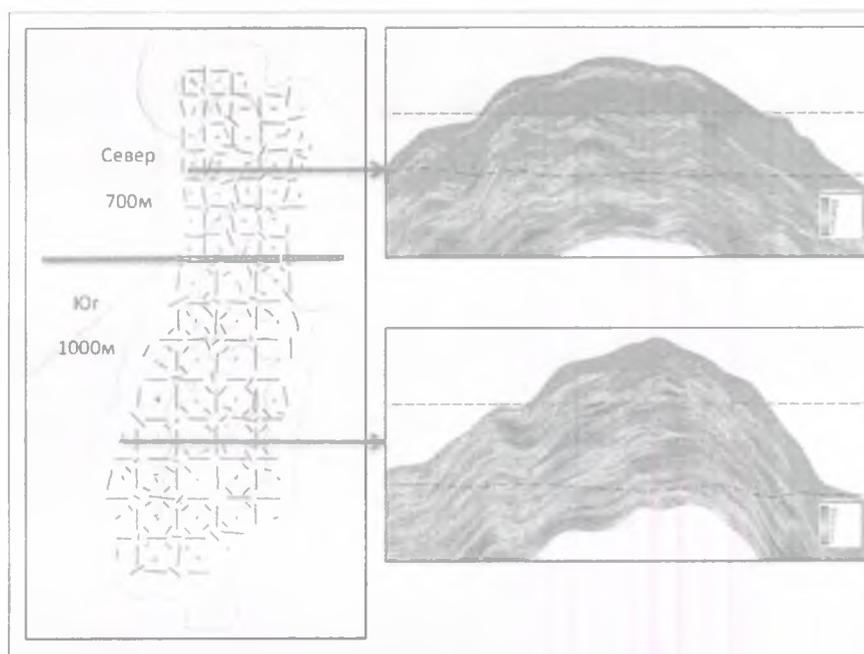


Рисунок 2.3 - Особенности распределения литологии и выделение двух зон пласта Як-III-VII

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

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

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

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

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

На Рисунке 2.4 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

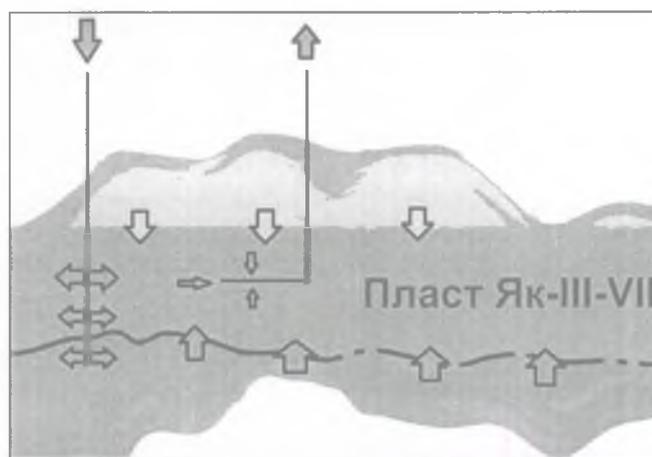


Рисунок 2.4 - Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

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

перемещения ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант ограничения притока газа в добывающие скважины либо вариант барьерного заводнения.

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

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

2.1 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-1

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

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

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

Проектный фонд реализован на 78,8 %.

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

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

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

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

За 2014 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918.9 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут.

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

Геологические особенности влияющие на процесс разработки

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

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

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



Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

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

Режим растворенного газа – данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта из-за низкого уровня компенсации ввиду отработки нагнетательных скважин на нефть.

На рисунке 2.6 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

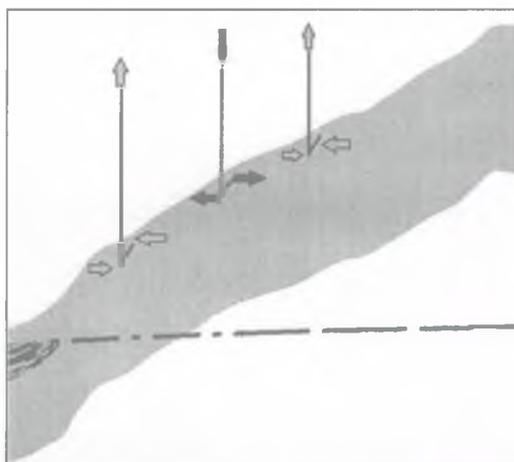


Рисунок 2.6 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-1

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.

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

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

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

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

Проектный фонд реализован на 93%.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 24 301 тыс.т, жидкости – 31144 тыс.т, конденсата – 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.

Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

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

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

Нх-III – верхний интервал пласта, крайне низкая проницаемость (2 мД)

Суперколлектор (СК) – очень высокая проницаемость (более 400 мД), центральный интервал пласта, за счет высокой проницаемости данный пропласток вносит наибольший вклад в текущую добычу нефти с объекта.

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

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

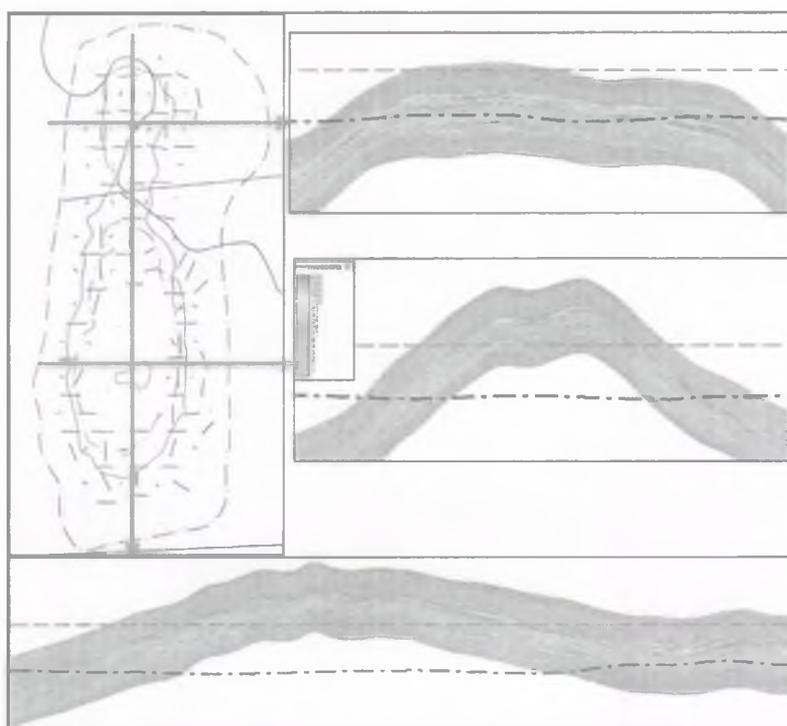


Рисунок 2.7 - Разрез по проницаемости – особенности геологического строения пласта Нх-III-IV

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

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

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

Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий значительный вклад в процесс разработки, на данный момент система 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.

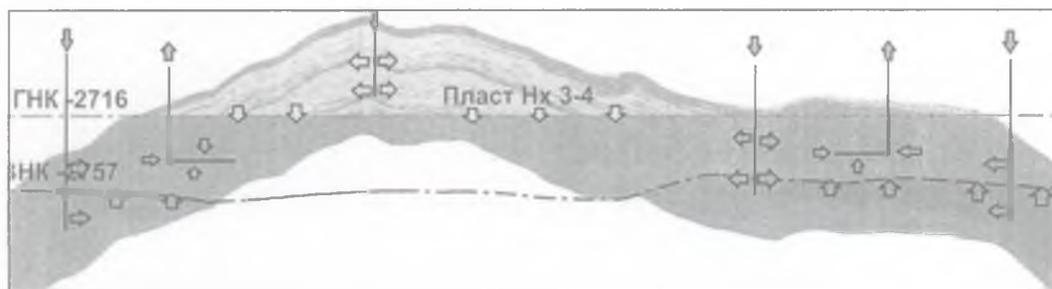


Рисунок 2.8 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-III-IV

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

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

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

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

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

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

Объект введен в разработку в 2013 г.

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

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

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

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

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

2.5 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Дл-I-III

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. Инновации в процессе предварительного сброса воды при подготовке нефти

Объекты Установки предварительного сброса воды Юг (УПСВ-Юг) Цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) Ванкорского месторождения является частью системы внутрипромыслового подготовки и транспортировки нефти и попутного нефтяного газа (Рис 3.1).

УПСВ-Юг введена в эксплуатацию в 2009 г.с производительностью 23,88 млн. м³/год. Режим работы объектов УПСВ-Юг ЦППН круглосуточный, круглогодичный при 365 днях в году.

Подготовка нефти на объектах УПСВ-Юг ЦППН заключается в сепарации нефтегазовой эмульсии, промежуточном подогреве и подогреве нефти после магистрального транспорта ее окончательном разгазировании, стабилизации, обезвоживании и обессоливании. Далее товарная нефть обводненностью до 0,5%, поступает на ЦПС, а затем через узел учета нефти - на сооружения головной насосной станции.

Объекты УПСВ-Юг ЦППН Ванкорского месторождения предназначены для:

- сбора сырой нефти и подпиточной продукции от кустов скважин;
- сепарации нефтегазовой эмульсии и подпиточной продукции;
- промежуточный подогрев нефтяной эмульсии и подогрев нефти после магистрального транспорта
- подготовки сырой нефти до товарной кондиции;
- учета и подачи товарной нефти в резервуары;
- сбора и подготовки пластовой воды до требований, позволяющих подавать ее в систему поддержания пластового давления (ППД);
- улавливания паров нефти и компримирования до низкого давления;
- подачи аварийных и периодических сбросов газа на факел;

3.1 Описание технологического процесса установки предварительного сброса воды Юг

Продукция нефтяных скважин поступает на узел приема и запуска очистных устройств. В пределах площадки УПСВ-Юг с УПН предусмотрена зона установки узлов приема СОД на коллекторах DN 800, DN 300, DN 500, DN 800. Средства очистки используются в целях периодической очистки внутренней полости нефтепроводов от парафина и других отложений, а также для выявления дефектов сварных соединений во время эксплуатации. На площадке узла СОД расположены узлы регулирования давления УРД-1 и УРД-4, которые обеспечивают выравнивание и поддержание давления поступающей на УПСВ-Юг нефтяной эмульсии, в зависимости от режима работы фонда скважин и режима работы УПСВ.

От узлов приема СОД нефтегазовая эмульсия под давлением 20-25 МПа двумя параллельными потоками поступает в пробкоуловители С-3, С-2, в которых происходит первичное разгазирование. Выделившийся газ направляется на узел учета газа УУГ-2, подается на узел приема запуска очистных устройств, и далее на ЦПС. В случае пуска/остановки УПСВ-Юг или остановки/снижения производительности газопровода УПСВ-Юг – ЦПС газ сбрасывается через факельный сепаратор высокого давления ФСВД-2, УУГ-1 на факел открытого типа ФОТ и в факельный коллектор высокого давления, далее через факельные сепараторы ФС-1/1,2, УУГ-3 на горизонтальную горелочную установку ГГУ.

Давление в аппаратах поддерживается клапанами регуляторами, в зависимости от режима работы фонда скважин. Жидкость с выхода пробкоуловителей С-2, С-3 подается на дальнейшее разгазирование в пробкоуловитель С-1 и поступает на нагрев в путевые подогреватели ПП 1-4 и блочные трубчатые печи ПТБ-10/5, 6, 7, 8.

В путевых подогревателях ПП 1-4 и блочных трубчатых печах ПТБ-10/5,6,7,8 происходит нагрев нефтяной эмульсии до температуры 30-550С. Нагретая эмульсия с выхода путевых подогревателей ПП 1-4 и блочных

трубчатых печей ПТБ-10/5,6,7,8 под давлением 5 МПа поступает в сепараторы-каплеотбойники С-4,5,6,7. Каплеотбойник представляет собой горизонтальный аппарат номинальным объемом $V=220$ м³ с перегородками. Поступающая в каплеотбойники эмульсия с температурой $t=30-55$ °С, разделяется на нефть, воду и газ.

Нефть от каплеотбойников С-4,5,6,7 направляется в дегазатор ДГ-2 ДГ-1, где при давлении 0,15 МПа происходит окончательное разгазирование нефти.

Газ из каплеотбойников С-4,5,6,7 через факельный сепаратор низкого давления ФСНД, УУГ-1, сбрасывается для сжигания в факеле закрытого типа ФЗТ.

Вода от каплеотбойников С-4,5,6,7 поступает в уравнительный резервуар пластовой воды Р-2 или Р-1 для отстоя. После отстаивания в уравнительном резервуаре пластовая поступает на прием насосов повысительной насосной станции(перспектива) для дальнейшей подачи на установки подготовки пластовой воды модулей 118 и 201. До запуска в эксплуатацию повысительной насосной, подача пластовой воды на очистку в модуль 118 предусмотрена насосами НВ-8/3,4,5,6 НГВРП-2,3. Также предусмотрена подача пластовой воды из резервуара Р-2 или Р-1 насосами ЗН-1,2,3,4,5 на установку фильтрации модуль 202.

Второй поток нефти, через элетрифицированные задвижки и клапан регулятор расхода подается на прием нефтегазоводоразделителей с прямым подогревом НГВРП-1,2,3. Распределение потока жидкости между НГВРП 1,2,3 и площадками нагрева (путевые подогреватели ПП-1-4 и блочные трубчатые печи ПТБ-10/5,6,7,8) осуществляется клапаном регулятором расхода, работающим от показаний расходомеров установленных на входе ПП-1-4 и ПТБ-10/5,6,7,8.

Назначением НГВРП является нагрев, сепарация, обезвоживание нефти и очистка отделившейся воды. Поступающая в НГВРП эмульсия разогревается до температуры $t=30-58$ °С, что обеспечивает эффективное

разделение смеси на нефть, воду и газ. Обводненность нефти на выходе не должна превышать 5 %.

Топливным газом для аппаратов является собственный газ, выделившийся в процессе нагрева. Может быть также использован газ от альтернативного источника, например газ после пробкоуловителя С-1 или каплеотбойников С-4,5,6,7. Газ из нефтегазоводоразделителей через факельный сепаратор высокого давления ФСВД-1, УУГ-1 сбрасывается для сжигания в факеле закрытого типа ФЗТ или через УУГ-3 сжигается на горизонтальной горелочной установке ГГУ.

Отделенная от нефти пластовая вода от аппаратов НГВРП № 1,2,3 в самотечном режиме под остаточным давлением по трубопроводу диаметром Ду400 подается в уравнильный резервуар Р-2 или Р-1 для отстоя. Сброс подтоварной воды с аппаратов НГВРП можно также производить по аварийно-резервному трубопроводу в буферные резервуары Р-1а, 1б.

Нефть от трех установок НГВРП-1,2,3 собирается в коллектор и направляется в дегазаторы ДГ-2, ДГ-1, где при давлении до 0,15 МПа происходит окончательная дегазация нефти. Газ из дегазаторов ДГ-1, ДГ-2 через факельный сепаратор низкого давления ФСНД, УУГ-1 сбрасывается для сжигания на факел ФЗТ.

Из дегазатора ДГ-1, ДГ-2 нефть при давлении до 0,15 МПа поступает в электростатический коагулятор ЭКГ-1, ЭКГ-2 для обезвоживания и обессоливания под действием электрического поля.

Для получения товарной нефти с остаточным содержанием воды 0,5% необходимо обеспечить содержание воды в нефти на входе в электрокоагуляторы не более 5,0%. Не рекомендуется включать электрическое поле в электрокоагуляторе при содержании воды в нефти более 5,0 %, т.к. возможен пробой между электродами. Для обеспечения необходимого содержания солей, предусмотрена подача очищенной подпиточной воды в трубопровод на входе в электрокоагуляторы ЭКГ-1, ЭКГ-2.

Нефть из электрокоагуляторов ЭКГ-1, ЭКГ-2 через регулирующие клапаны и задвижки направляется на прием 3-х насосов (2рабочих+1резервный) Н-1/1,2,3 , с помощью которых откачивается в технологические резервуары для нефти Р-301/1,2.

Пластовая вода из электрокоагуляторов ЭКГ-1 , ЭКГ-2 поступает на прием 3-х насосов (2 рабочих+1 резервный) Н – 1/7, 8, 9 , расположенных в модуле насосов (поз.107) и откачивается в уравнильный резервуар пластовой воды Р-2 или Р-1 для отстоя. Также предусмотрена возможность подачи пластовой воды из электрокоагуляторов ЭКГ-1,2 в самотечном режиме под остаточным давлением в уравнильный резервуар Р-2 или Р-1 через предусмотренную для этих целей перемычку диаметром 200 мм.

Резервуары Р-301/1,2 предназначены для окончательной подготовки нефти. Оборудование резервуара позволяет производить отбор товарной нефти со стояков Н=8 м, Н=5 м и некондиционной нефти с уровня Н=1 м. Товарная нефть из резервуара самотеком подается на прием магистральной насосной Н-3/1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,8.

Некондиционная нефть из резервуара откачивается насосом Н-1/4 на прием аппаратов НГВРП-1,2,3.

Подтоварная вода из резервуаров для нефти Р-301/1,2 периодически забирается насосами Н-1/5,6, расположенными в модуле насосов (поз.107), и подается в уравнильный резервуар I пластовой воды Р-2 или Р-1.

В связи с возможностью образования выпадения парафина и увеличения вязкости товарная нефть после магистральной насосной и насосной внешней перекачки нагревается в блочных трубчатых печах ПТБ-10/1, 2, 3, 4 (3-рабочие, 1-резервная). Нефть после подогрева в печах ПТБ-10/1,2,3,4 подается на площадку узла регулирования давления УРД-3. После этого нефть поступает на узел учета нефти и откачивается на ЦПС.

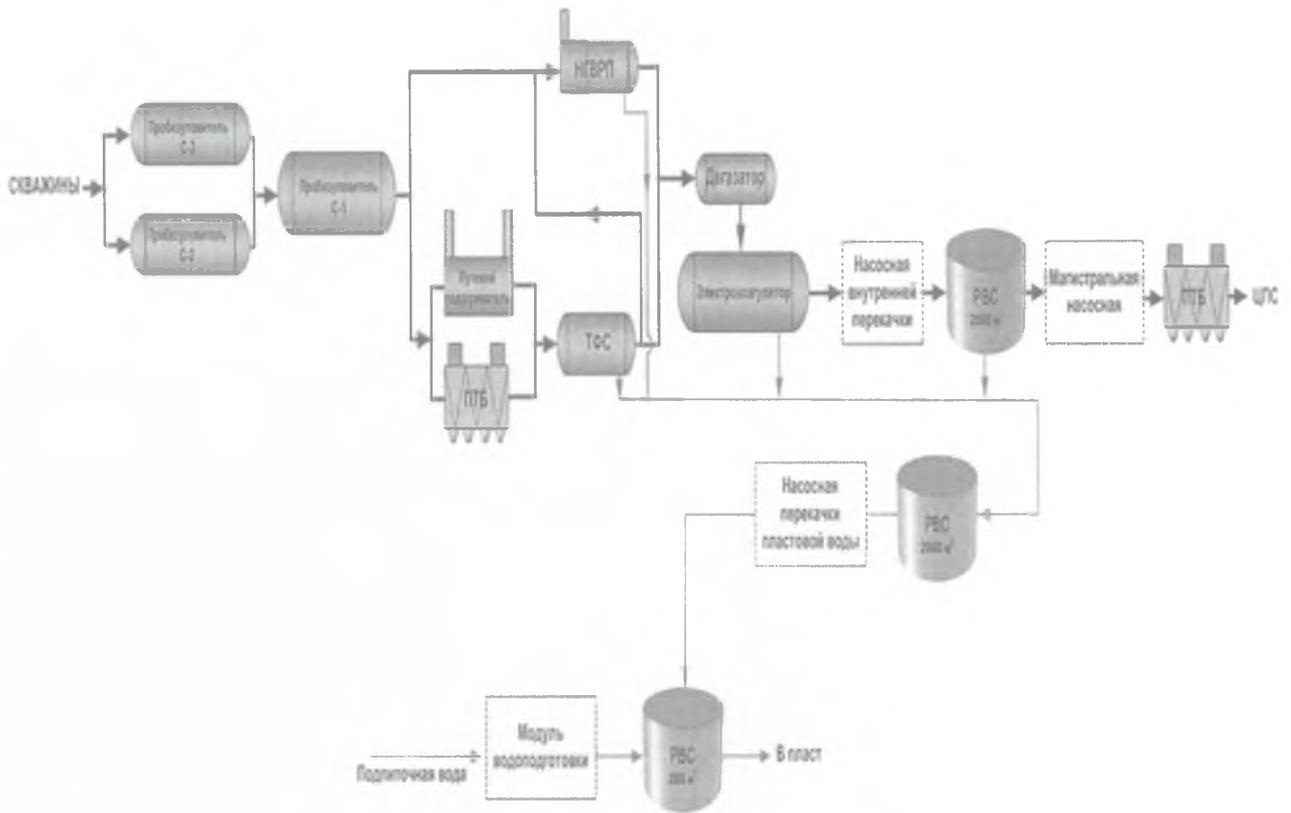


Рис 3.2 Схема УПСВ-Юг

3.2 Внедрение технологии полимерных эластичных резервуаров для подтоварной воды

На данный момент УПСВ-Юг уже работает с превышением параметров по входному объему жидкости на установку. Согласно данным поступления скважинной жидкости на УПСВ-Юг можно предположить увеличение обводненности нефтегазовой эмульсии. В результате чего необходимо будет изменять технологические параметры для осуществления технологического процесса. На данный момент можно сделать заключение, что существующей технологической мощности УПСВ-Юг по сбросу подтоварной воды недостаточно.

На Рис 3.3 представлен график изменения динамики поступления жидкости на УПСВ-Юг за 2011-2016 года.

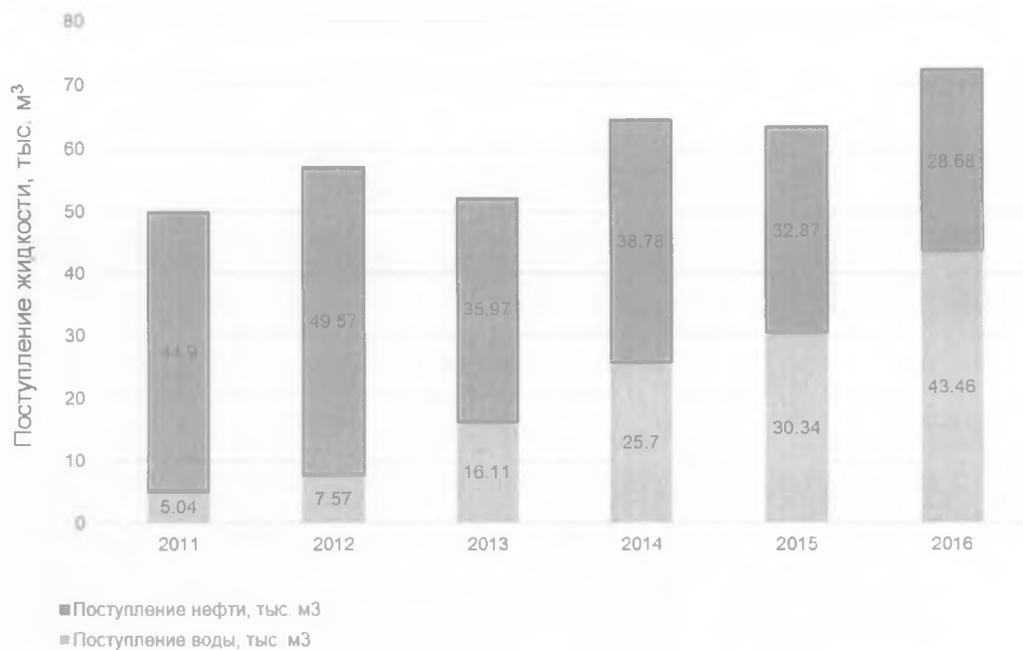


Рис.3.3-Поступление скважинной жидкости на УПСВ-Юг.

Поступление жидкости 74460 м³/сут, воды 45240 м³/сут, обводненность на входе установки составляет 60%. И в течении следующих нескольких лет эта цифра будет расти до 90-95%.

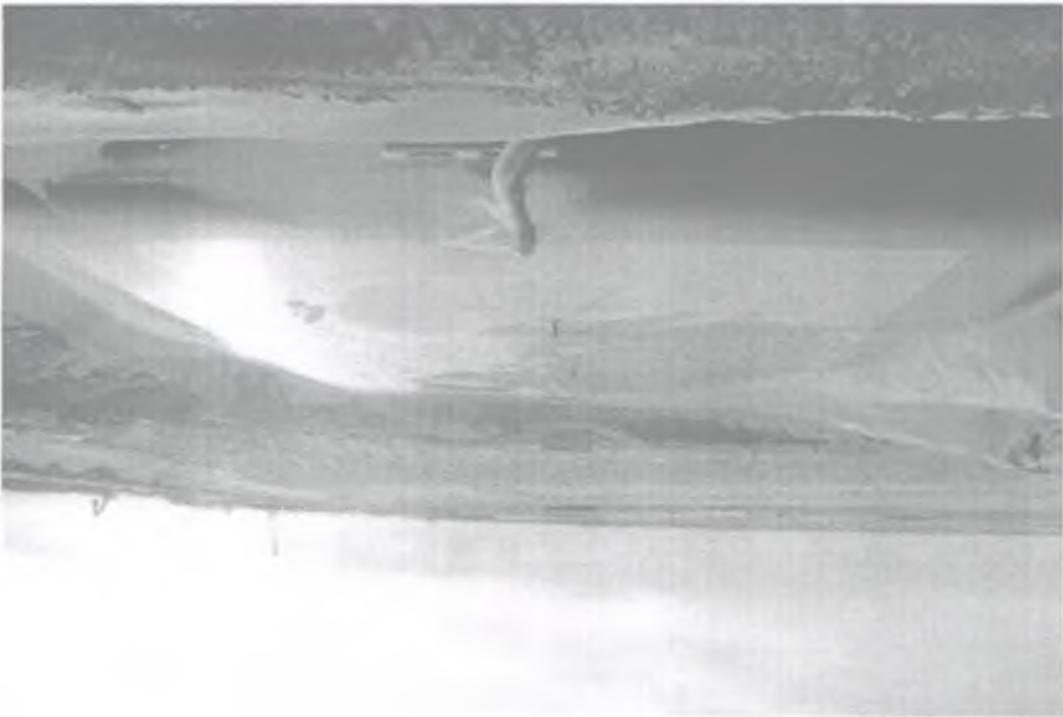
Отсепарированная вода попадает в систему ППД для закачки в пласты Ванкорского месторождения для поддержания пластового давления и вытеснения нефти. В случае проблем на нагнетательных скважинах (например выход из строя горизонтального центробежного насоса или ремонтные работы) или в системе ППД, огромное количество воды необходимо необходимо аварийно сбросить на время простоя системы ППД. Объемы объясняются очень высокой приемистостью нагнетательных скважин Ванкорского месторождения.

Для решения этой проблемы чаще всего используется РВС для аварийного сброса подтоварной воды. В данной работе предлагается альтернатива строительству РВС -полимерные эластичные резервуары [1, 2, 3].

Эластичные (мягкие) резервуары (серия ПЭР) для хранения и транспортирования нефти и ГСМ – это замкнутые оболочки подушечной формы, снабжённые сливо-наливной и дыхательной арматурой. Резервуары

Основные качественные характеристики эластичных резервуаров ПЭР — это их компактность в транспортном положении, исключительная надёжность и малый вес (Рис 3.5).

Рис 3.4-Общий вид ПЭР



предназначены для длительного и временного хранения нефти и нефтепродуктов, а также подварной воды в полевых условиях в постоянной готовности к передвижению (Рис 3.4).



Рис 3.5-Принципиальная схема устройства ПЭР

Так, например, полевой склад горючего вместимостью 3000 куб. м. был доставлен к месту дислокации (Байдарацкая губа, Карское море, Ямал) в одном 40-футовом контейнере, развёрнут в рабочее положение и заполнен топливом из танкера по плавающему трубопроводу в течение всего трёх дней.

В условиях удаленного Ванкорского месторождения это является одним из неоспоримых преимуществ предложенного решения.

После использования полевой склад горючего приводится в транспортное положение и перевозится на новое место дислокации. Тем самым решаются не только экономические, но и экологические вопросы. Не секрет, что бывшие стройплощадки на нашем Севере ещё со времён СССР завалены ржавеющими бочками и покосившимися резервуарами РВС из-под ГСМ, которые все до одного «текут» нанося непоправимый урон природе.

Уникальные свойства эластичных резервуаров обуславливают их область применения. Данные изделия широко используются для оперативной

организации полевых складов горючего (ПСГ) в местах проведения боевых действий армейскими подразделениями и спецназом. Также эластичные резервуары незаменимы для доставки и хранения топлива и воды в места техногенных аварий, природных катастроф и при тушении пожаров.

Эластичные резервуары серии ПЭР широко используются для организации полевых складов горючего в отдалённых районах Сибири и Арктики при проведении геологоразведочных работ, разработке полезных ископаемых, строительстве и обслуживании магистральных трубопроводов, дорог, ликвидации аварийных разливов на суше и на воде (ЛАРН), для хранения горячего трансформаторного масла, обустройства запасов технической и питьевой воды и т.д.

В Российской Федерации ООО НПФ «Политехника» совместно с ГосНИИ №25 Министерства обороны РФ были разработаны и внедрены в серийное производство эластичные резервуары последнего поколения на базе новейших термопластичных эластомеров. В отличие от устаревших резинотканевых мягких резервуаров серии МР данные изделия при более высокой прочности и химической стойкости более чем в три раза легче резинотканевых, а также имеют широкий температурный диапазон эксплуатации, от -55оС до +120оС.

Отечественные эластичные резервуары ПЭР при относительно малой цене по своим тактико-техническим характеристикам не уступают лучшим западным аналогам и успешно применяются такими известными компаниями как Газпром, Транснефть, Транснефтепродукт, Лукойл, РАО ЕЭС, Геотек и многими другими компаниями и организациями.

К перспективным разработкам ООО НПФ «Политехника» относятся эластичные вкладыши нефтяных резервуаров РВС и РГС, которые образуют «двойной» корпус, а в сочетании с вакуумной системой контроля исключают неконтролируемые утечки нефтепродуктов и обеспечивают непревзойдённую защиту от коррозии.

Основные преимущества (ПЭР) по сравнению с РВС:

- Легки и компактны в транспортном положении
- Разворачиваются с минимальными затратами времени и средств на любой неподготовленной поверхности
- Изготавливаются из самых современных композитных материалов, применяемые в широком температурном диапазоне от -60°C до $+85^{\circ}\text{C}$
- Оболочка отличие от РВС и РГС не подвержена коррозии
- Легко демонтируются, зачищаются и упаковываются в транспортное положение для перемещения к новому месту назначения.
- Капитальные вложения в десятки раз меньше затрат на строительство РВС.
-

3.3 Применение частотно-регулируемых приводов для насосов дозирования реагентов в системах подготовки нефти

В таких отраслях как добыча нефти и газа частотно-регулируемый привод (ЧРП) начали использовать для регулирования производительности скважинных насосов еще 10-20 лет назад, однако до сих пор преобразователями частоты оснащен очень низкий процент скважин. В настоящее время ЧРП начинает применяться в таких областях, как бурение скважин, добыча, подготовка и транспортировка нефти, системы поддержания пластового давления и нефтехимпереработка [4, 5, 6].

Самый большой интерес к внедрению ЧРП наблюдается при автоматизации нефтедобывающих скважин, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами (ШГН), электроцентробежными насосами (ЭЦН) и винтовыми насосами. Изобретения в области использования ЧРП при автоматизации скважин, оснащенных ШГН, начали появляться еще в конце 1980-ых годов, главным образом в США и Канаде. Управление электроприводом насоса с помощью частотного преобразователя позволяет

не только плавно регулировать скорость качаний, но и осуществлять внутривоходную модуляцию -изменять скорость движения штока внутри цикла качания. Такой режим работы обеспечивает: меньший износ насосного оборудования, более полное заполнение цилиндра жидкостью, увеличение нефтеотдачи и снижение потребления электроэнергии.

Частотное управление электродвигателем установки ШГН по результатам анализа динамограмм позволяет подобрать оптимальный режим эксплуатации скважины, при котором производительность насоса будет соответствовать притоку жидкости в скважину, улучшить режим работы глубиннонасосного оборудования и останавливать электропривод установки в аварийных ситуациях.

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов составляет значительную долю в общем потреблении электроэнергии топливно-энергетическим комплексом. Магистральные насосы нефтеперекачивающих станций оборудованы мощными синхронными и асинхронными электродвигателем высокого напряжения 6 и 10 кВ. Это с одной стороны затрудняет использование ЧРП, но в то же время делает его внедрение чрезвычайно перспективным с точки зрения энергосбережения. Изобретения в области использования ЧРП на магистральных трубопроводах начали появляться совсем недавно, и на сегодняшний день очень малочисленны.

При регулировании определяют суммарную мощность включенных в работу электродвигателей, сравнивают ее с заданной в зависимости от требуемой по технологии мощности перекачки, определяемой по расходу нефти магистрального трубопровода, и при возникновении рассогласования контролируемой и заданной величин мощностей изменяют число включенных групп электроприводов магистральных насосов в сторону устранения возникшего рассогласования.

Внедрение ЧРП в трубопроводный транспорт нефти потенциально может обеспечить значительное энергосбережение. Однако сам

высоковольтный ЧРП большой мощности является чрезвычайно дорогостоящим.

Для управления электроприводом насосов переменной производительности на различных предприятиях нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности применяются частотные преобразователи, а также станции на их основе. Характерные типовые объекты использования:

- перекачивающие станции;
- установки точечного налива нефтепродуктов в цистерны;
- установки налива нефтепродуктов в стационарные резервуары;
- многофункциональные нефтеналивные станции портовых терминалов;
- блочно-насосные станции для закачки воды в пласт;
- вспомогательные насосы.

ЧРП оснащают также аппараты воздушного охлаждения (АВО) на нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводах. Оснащенные регулируемым электроприводом АВО используются для охлаждения газа и жидких нефтепродуктов. Частотные преобразователи применяются для управления электроприводом вентиляционных установок с переменной производительностью.

Для обеспечения оптимального режима наклонного и горизонтального бурения в турбинном режиме, требуется плавное регулирование электропривода бурового насоса, который обеспечивает закачку в скважину бурового раствора. Буровой раствор вымывает выбуренную породу из скважины и вращает турбобур. Асинхронный электропривод обеспечивает плавный запуск бурового насоса с токами не выше номинального, регулирование частоты вращения бурового насоса и стабилизацию заданной частоты с высокой точностью.

На Рис. 3.6 приведены различные процессы в нефтяной промышленности, которые, наряду с вышеперечисленными, могут управляться с применением частотно-регулируемых приводов.

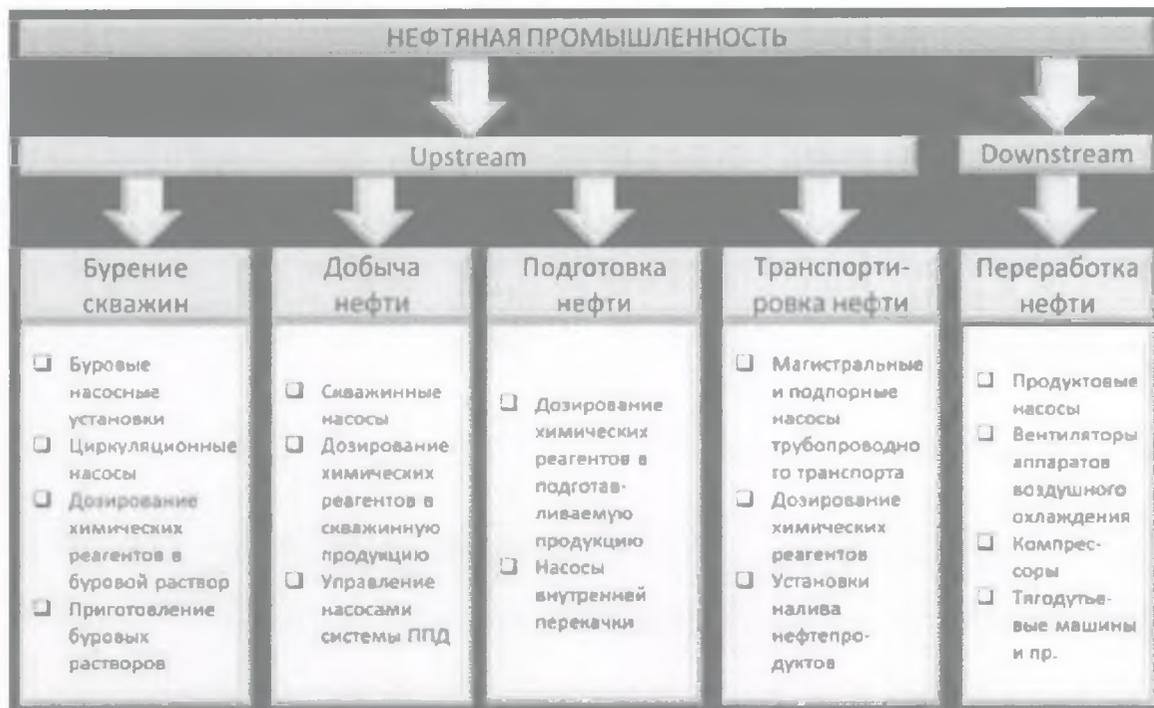


Рис. 3.6.—Применение частотно-регулируемых приводов в нефтяной промышленности.

Можно сказать, что в настоящее время существует интерес к внедрению ЧРП во всех отраслях нефтегазовой промышленности. Это обеспечит энергосбережение, увеличение ресурса оборудования, обеспечение оптимальных условий эксплуатации. Исходя из вышесказанного, можно сделать следующие выводы: в настоящее время использование ЧРП в нефтяной промышленности находится на начальном этапе, поэтому можно с уверенностью сказать, что имеется огромный потенциал внедрения ЧРП в нефтяной промышленности и в частности на Ванкорском месторождении.

Система закачки химических реагентов обеспечивает подачу следующих веществ на объектах (ЦПС, УПСВ-Юг, УПСВ-Север и УПН) цеха по подготовке и перекачки нефти (ЦППН) АО «Ванкорнефть»:

- ингибитора солей - предотвращает выпадение солей в трубопроводах;

- ингибитора коррозии (вода, нефть, газ) - замедляет процесс коррозии трубопроводов;
- деэмульгатора (прямого и обратного) - разрушает нефтяную эмульсию;
- антивспенивателя (нефть) - снижает образование пены;
- биоцида - антимикробное средство для нефти;
- коагулянта - способствует агрегации мелких частиц дисперсных систем в более крупные;
- ингибитора гидратообразования - снижает вероятность образования гидратных пробок в газовых трубопроводах;
- ингибитора парафинизации - снижает вероятность выпадения парафинов в трубопроводах нефти;
- поглотителя кислорода - предназначен для нейтрализации растворенного кислорода и предотвращения кислородной коррозии.

Для периодического пополнения системы теплоносителя в парке химических реагентов ЦПС предусмотрено хранение триэтиленгликоля.

Динамика среднегодовой стоимости и удельный нормативный расход реагентов, подаваемых в систему подготовки нефти, на объектах ЦППН Ванкорского месторождения приведена в таблице 3.1 и на Рисунке 3.6. По состоянию на текущее время, в связи с неполной строительной готовностью некоторых объектов подготовки нефти, не все реагенты отражены в бизнес-плане. Следовательно, данных о наименовании, стоимости и расходе этих реагентов пока нет.

По данным таблицы. 3.1 и Рисунку 3.7 можно определить, что наблюдается тенденция к ежегодному увеличению стоимости реагентов. Самыми дорогостоящими являются антивспениватель и коагулянт; наиболее дешевый - ингибитор гидратообразования.

Таблица 3.1 – Динамика среднегодовой стоимости и удельный нормативный расход реагентов

Наименование реагента	Среднегодовая стоимость реагента (без учета НДС), руб./тн								Удельный нормативный расход	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	ед. взм	расход
Антивспениватель RICHMOLF AntiFoam 300 (пеногаситель)				161819	171043	187121	199097	211839	г тыс. м3	2
Коагулянт (гидроксохлорид алюминия марки Б)			120000	130000	137410	150327	159947	170184	г/м3	30
Ингибитор коррозии (вода) CRW 82275	95896	103951	103951	112059	118447	129581	137874	146698	г/м3	20
Триэтиленгликоль (98%)				89000	94073	102916	109502	116511	г тыс. м3	15
Дезмульгатор СНПК-4315D	61410	78398	67250	79232	83749	91621	97485	102749	г/т	30
Ингибитор солеотложений СНПК-5312	59500	59500	59500	64141	67797	74170	78917	83968	г/м3	20
Ингибитор гидратообразования ХПП-0.04	28600	28600	28600	30831	32588	35651	37933	40361	г тыс. м3	4

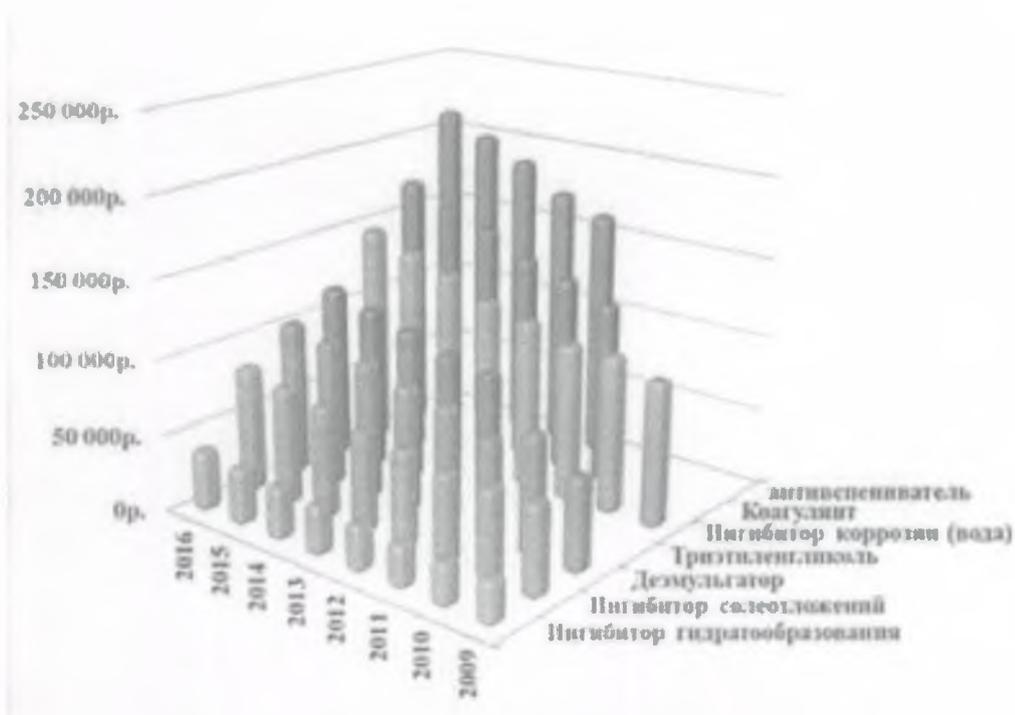


Рис 3.7 . Динамика среднегодовой стоимости реагентов, применяемых на объектах УПСВ-Юг.

Планируемое потребление реагентов отражено на Рисунке 3.8. Расходование реагентов напрямую зависит от удельного расхода и количества подготавливаемой продукции. Потребление коагулянта и антивспенивателя по сравнению с другими реагентами невелико.

Наблюдается динамика к росту годового потребления реагентов, что, несомненно, связано с планируемым увеличением добычи жидкости и газа на Ванкорском месторождении.

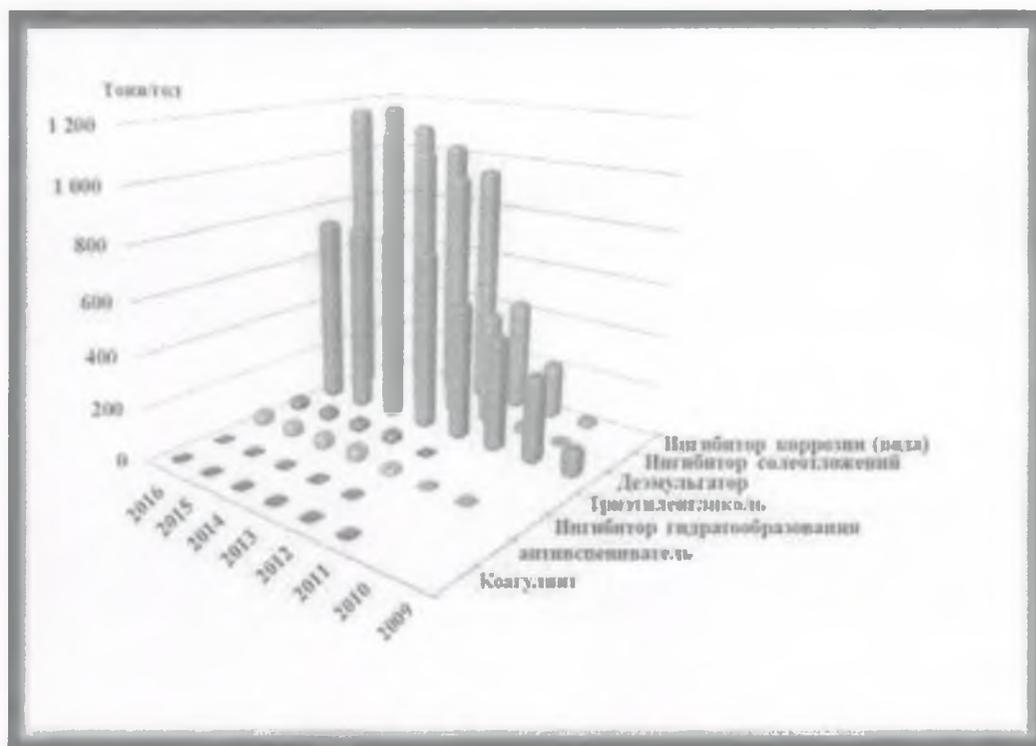


Рис 3.8 Динамика потребления реагентов, применяемых на объектах УПСВ-Юг.

В настоящее время имеющегося уровня автоматизации систем дозирования не достаточно для обеспечения равномерной подачи реагентов и, соответственно, качественной подготовки продукции. На Рисунке 3.9, на примере двух реагентов, продемонстрировано фактическое отклонение от нормы удельного расхода химических реагентов.

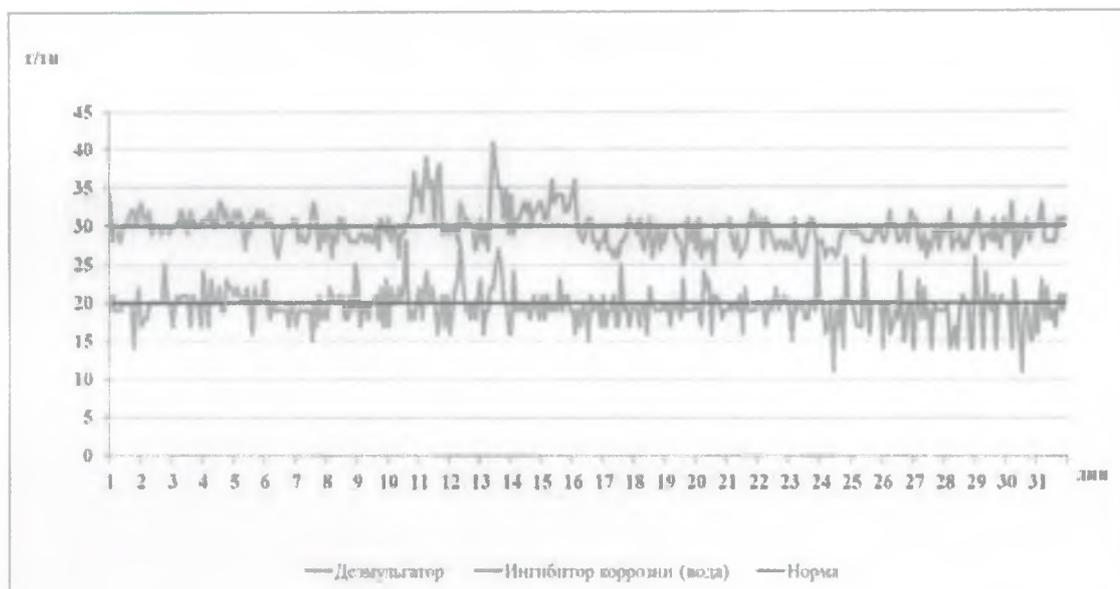


Рис 3.9- Отклонение во времени удельного расхода реагентов от нормативного.

Автоматизация процесса подачи реагентов может не только решить проблему отклонения удельных расходов от нормативных, но и снизить потребление.

В настоящее время использование ЧРП в нефтяной промышленности находится на начальном этапе, поэтому можно с уверенностью сказать, что имеется огромный потенциал внедрения. Несомненно, установка частотного преобразователя влечет за собой не малые денежные инвестиции, но дает ряд дополнительных преимуществ таких как:

- возможность комплексной автоматизации систем;
- существенная экономия потребляемой электроэнергии (от 30 до 50%) в случае работы электродвигателя с неполной нагрузкой;
- экономия ресурсов;
- высокая точность регулирования;
- оперативное поддержание необходимых технологических параметров в
- норме;
- переход на старую схему регулирования, при возникновении внештатной или аварийной ситуации;

- управляемое торможение и автоматический перезапуск при пропадании сетевого напряжения;
- уменьшение износа основного оборудования за счет плавных пусков, устранение гидравлических ударов;
- отсутствие больших пусковых токов, полная защита электродвигателей насосных агрегатов, работа электродвигателей и пусковой аппаратуры с пониженной нагрузкой, что значительно увеличивает срок службы электродвигателей;
- возможность удаленной диагностики привода промышленной сети (распознавание выпадения фазы для входной и выходной цепей, учет моточасов, старение конденсаторов главной цепи, неисправность вентилятора);
- снижение шума;
- снижение нагрузки на обслуживающий персонал.

Из недостатков при внедрении частотных преобразователей в технологические процессы можно выделить следующие: сравнительно высокая стоимость для электродвигателей большой мощности; относительно высокие затраты на подключение и пуско-наладку оборудования, а также, некоторые модели являются источниками помех.

Данное решение является актуальным ввиду отдаленности и автономности Ванкорского месторождения, а также имеет высокую экономическую эффективность и производственную значимость.

3.4 Применение поточных анализаторов содержания нефтепродуктов в воде на УПСВ-Юг.

На Ванкорском месторождении существует проблема потерь нефти в результате плохой подготовки жидкости. Поэтому в последнее время особенно актуален вопрос по усилению контроля за качеством подготавливаемой воды для целей ППД. Действующая методика контроля качества воды основана на отборе пробы и определения содержания нефтепродуктов в лабораторных условиях.

При этом традиционный путь получения информации по анализам, выполняемым в центральной или любой другой лаборатории для обеспечения оперативного контроля технологических процессов имеет целый ряд отрицательных аспектов [7, 8, 9, 10]:

- Отсутствие непрерывности и нестандартизованный, неконтролируемый пробоотбор;
- Временная задержка в результате транспортировки пробы до лаборатории;
- Расслоение неоднородной пробы во время транспортировки;
- Деградация пробы вследствие световых или климатических погодных воздействий;
- Возможные временные задержки за счет загруженности лаборатории;
- Непредставительная подготовка пробы (влияние индивидуального подхода и различий в методах).

Применение автоматике, конечно же, не ведёт к конкуренции или полной замене лабораторных анализаторов, которые традиционно обеспечивают выполнение основных анализов в промышленности. Однако, при построении систем непрерывного контроля, помимо простого использования результатов различных измерений и анализов,

первостепенное значение приобретает динамика выполнения измерений, скорость и пути получения информации.

Сегодня лабораторные методы определения не могут дать полной реальной картины содержания нефтепродуктов по причине того, что частота определений в лабораторных условиях не превышает двух проб в сутки, а значительные отклонения от нормы сглаживаются в результате усреднения всех полученных из химико-аналитических лабораторий данных. Поэтому, глобального значения этой проблеме не придается.

Проведя анализ полученных лабораторных данных, можно сказать, что концентрация нефтепродуктов в воде - довольно динамичный показатель, который способен меняться буквально каждую секунду, по отклонению от нормы которого можно судить о сбое технологического режима.

На сегодняшний день на объектах закачки о нарушениях режима подготовки воды мы узнаем не сразу, по истечении какого-то времени. Для того, чтобы вовремя среагировать на сбой режима подготовки, частоту определений содержания нефтепродуктов в воде необходимо увеличить. Сегодня отсутствует непрерывный поток информации, который позволил бы контролировать процесс подготовки воды для целей ППД в режиме реального времени, что позволило бы значительно сократить либо вообще избежать потерь добытого продукта.

Поэтому совершенно очевидно, что есть необходимость решать данную проблему.

На основании современного опыта использования автоматики, можно сказать, что практически все виды измерений при контроле технологических процессов могут и должны выполняться с использованием непрерывно действующих технологических анализаторов. Задачей лабораторного контроля в данном случае будет проведение необходимых калибровок потокового оборудования и периодическое подтверждение результатов измерений. Ключевым понятием здесь являются корреляция и

воспроизводимость с точки зрения международнопризнанных лабораторных методов измерений.

Корреляция (корреляционная зависимость) — статистическая взаимосвязь двух или нескольких случайных величин (либо величин, которые можно с некоторой допустимой степенью точности считать таковыми). При этом изменения значений одной или нескольких из этих величин сопутствуют систематическому изменению значений другой или других величин.

Отмеченные параметры корреляции между технологическими и лабораторными методами анализа, несомненно, важны для технологического контроля. Для анализаторов, используемых для контрольных систем и оптимизации процесса, зачастую требуется не высокая абсолютная точность, а высокая воспроизводимость результатов измерений.

Поточные анализаторы технологического контроля всегда дают преимущества в объективности измерений за счет сокращения субъективных ошибок и неточностей при лабораторных измерениях. Они позволяют компенсировать систематические ошибки и уменьшить случайные ошибки в измерениях, носящих статистический характер.

Совершенно очевидно, есть стремление уходить от отбора проб, и определять качество подготавливаемой воды непосредственно на месте с периодичностью в несколько минут.

При построении систем непрерывного контроля, помимо простого использования помимо простого использования результатов и анализов, первостепенное значение приобретает динамика выполнения измерений, скорость и пути получения информации.

Исходя из этого, анализ российского и зарубежного рынков выявил оборудование, занимающее лидирующее положение-Анализатор-6600 нефтепродуктов в воде.

Фотометрический Анализатор модели 6600 представляет собой сложный, но, несмотря на это, простой в использовании прибор. Основные характеристики анализатора включают:

- Новое ультразвуковое устройство, немедленно (оперативно) гомогенизирующее нефтепродукты в воде (меньше чем за одну секунду);
- Улучшенная фильтровая система автоматического нуля, подготавливающая нулевую жидкость для калибровки и обнуления без длительного цикла впрыскивания;
- Специально разработанное программное обеспечение с функциями автоматической калибровки;
- Автоматическая самоочищающаяся ячейка пробы, подходящая для высокого давления и температуры;
- Ручная или автоматическая чувствительность в диапазоне, легко проверяется по внутренней отметке промежутка однажды прокалиброванной области;
- Более короткий интервал времени отклика;
- Модульная конструкция, разработанная для обеспечения выполнения определенных производственных требований.

Анализаторные системы содержания нефтепродуктов в воде перепроектированы с точки зрения модульности и низкой стоимости: крепление в стойке или шкафу, универсальный или взрывозащищенный корпус прибора.

В анализаторе используют принцип ультрафиолетового поглощения для обнаружения и непрерывного измерения концентрации нефтепродуктов в воде с воспроизводимостью, превышающей стандартные лабораторные методы. Автоматизированная система анализа включает отдельный луч, двойную длину волны, ультрафиолетовый фотометрический анализатор, который обеспечивает компенсацию мутности, отложения на стенках ячейки,

и другое оптическое ослабление. Для обеспечения качества, система пробоподготовки поставляет пробы потока истинного содержания нефтепродуктов.

Непрерывный сверхзвуковой гомогенизатор разбивает все взвешенные капельки нефтепродуктов и нефтепродукты, абсорбированные в инородное вещество, таким образом, что проба, подаваемая в анализатор, кажется однородной и в молекулярном растворе.

Реализация данного проекта позволит одновременно решить ряд актуальных проблем: получать полный объем информации о текущем состоянии режима установки подготовки сточной воды, оперативно влиять на обнаруженные сбои технологического режима, что в свою очередь позволит сократить прямые потери нефти.

- Внедрение Анализатора-6600 позволит:
- Контролировать содержание нефтепродуктов в воде в режиме on-line;
- Оперативно реагировать на увеличение содержания нефтепродуктов в воде;
- Своевременно принимать меры по улучшению процесса подготовки воды;
- Уменьшить нагрузку на химико-аналитическую лабораторию.

4. Безопасность и экологичность

Один из приоритетов АО «Ванкорнефть» - обеспечение максимальной безопасности при разработке месторождения, предотвращение негативного воздействия нефтедобычи на окружающую среду и сохранение ранимой северной природы. Деятельность компании полностью удовлетворяет всем требованиям природоохранного законодательства РФ и стандартам ОАО «НК«Роснефть»; в то же время, АО «Ванкорнефть» внедряет собственные новинки, призванные обеспечить экологическую безопасность. [16]

В своей деятельности ОАО «НК «Роснефть» уделяет особое внимание безопасности труда работников, сохранности здоровья населения, проживающего в районах деятельности Компании. Данные направления относятся к числу приоритетных.

Четкое соблюдение требований промышленной безопасности и охраны труда всеми работниками и подрядчиками Компании играет ключевую роль в успехе деятельности ОАО «НК «Роснефть».

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Бригады рабочих и операторов работают на открытом воздухе, в неблагоприятных условиях Крайнего Севера, где расположено Ванкорское месторождение.

Комплекс работ связан с опасностью получения механических травм (ушибов, ранений, переломов костей) из-за падения рабочих, разрушения оборудования, ударов падающими предметами, обморожения и переохлаждения. Нефть, нефтяные газы и закачиваемые реагенты могут вызвать профессиональные отравления.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительного-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 4.1. [11]

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительного-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)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [12]

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 - 41С, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [12]

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

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

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

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

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

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

Все работники ОАО «НК «Роснефть» и персонал подрядчиков (субподрядчиков) несут ответственность за свою собственную безопасность и безопасность окружающих их людей. [27]

Перед проведением работ нужно ознакомиться с техническими документами, характеризующими скважину. У устья скважины должна быть подготовлена рабочая площадка. Вокруг устья скважины не должно быть никаких посторонних предметов, способных нанести травму.

Находясь на рабочих местах, рабочие обязаны пользоваться установленной для них спецодеждой, обувью и индивидуальными защитными приспособлениями. Рабочие места и участки работы должны оборудоваться указателями, предупреждающими об опасностях, а подвижные части механизмов должны ограждаться специальными заградительными щитами. Инструмент, которым пользуются рабочие при проведении работ, должен находиться в исправном состоянии.

Перед проведением работ рабочее пространство необходимо очистить от снега и грязи. Устьева арматура скважины должны быть заземлена. Курение возможно только в специально отведенных местах; исключено присутствие лиц, находящихся в состоянии алкогольного или наркотического опьянения. [27]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на

эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

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

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

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 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. [15]

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

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

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические требования к условиям труда представлены в таблице 4.2. [16]

Таблица 4.2 – Характеристики условий труда

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

Нормы освещенности рабочей площадки представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Нормы освещенности для кустовых площадок

Рабочее место	Разряд и под разряд зрительной работы	Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочая площадка		30	
	VIII а		75

Для общего освещения помещений производственного назначения применять газоразрядные источники света (например, типа ДРЛ, ДРИ),

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

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

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

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 4.4. [19]

Таблица 4.4 – ПДК вредных веществ

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

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

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

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

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником,

напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [21]

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

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности [22].

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

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

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 [22].

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 4.5 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [22]

Таблица 4.5–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 [23].

Работать на скважине следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием.

В случае обнаружения утечек нефти и газа в устьевой арматуре или коммуникациях необходимо принять меры по их ликвидации. В случае обнаружения открытого пламени или задымления необходимо известить о возгорании соответствующие службы, произвести эвакуацию людей, по возможности приступить к тушению очага возгорания. [28]

Извещать работников о повышенных концентрациях взрывопожароопасных веществ можно при помощи сигнализаторов, например СВК-3М1, СГП-1ХЛ4 и др.

Дороги и подъезды к кустам и к каждой скважине, водоемам и средствам пожаротушения следует поддерживать в надлежащем состоянии. [29]

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

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

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Анализ возможных аварийных ситуаций [24]

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

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

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

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

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

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

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

4.7 Экологичность проекта

Технологический процесс заводнения нефтяных залежей связан со сбросом загрязненных сточных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, это приводит к уничтожению растительных и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, для сельского хозяйства, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Большую опасность на суше представляют промышленные сточные воды в связи с их высокой токсичностью и агрессивностью. Во избежание действия их на окружающую среду следует применять полную утилизацию всех сточных вод - повторную закачку (после очистки) в продуктивные пласты.

Проектом освоения Ванкора предусмотрено 100%-е обезвреживание отходов. Для комплексного контроля была внедрена система менеджмента промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Она включает в себя геокриологический мониторинг, производственно-экологический контроль. Например, при проектировании и строительстве внутрипромысловых трубопроводов учитывались тропы миграции северных оленей, там, где тропы пересекают трубопровод, для животных возводятся специальные переходы. Также на месторождении применяется уникальная технология термостабилизации почвы. То есть, все внутрипромысловые трубы закреплены на специальных опорах-сваях. На каждой опоре устанавливается от 2 до 4 заполненных хладогелем термостабилизаторов, которые препятствуют растеплению грунтов. Специальные охлаждающие устройства используются и при строительстве объектов, например кустовых насосных станций.

Снижению загрязнения на промыслах будут способствовать ликвидация внутрискважинного перетока пластовых вод, осуществление мероприятий по совершенствованию герметизации технологических процессов сбора, подготовки нефти, газа и сточных вод, внедрение методов и средств защиты оборудования от коррозии, блочных установок по дозированию ПАВ и др.

В АО «Ванкорнефть» по охране и рациональному использованию водных ресурсов выполняется множество мероприятий, а именно:

- капитальный ремонт водоводов;
- внедрение металлопластмассовых труб;

- использование ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов;
- метод внедрения протекторной защиты от коррозии трубопроводов и запорной арматуры на блоках гребенок;
- герметизация эксплуатационной колонны;
- ликвидация нефтегазопроявлений.

АО «Ванкорнефть» сотрудничает с регионом, где ведет нефтедобычу, партнерство заключается в поддержке малых коренных народов Севера и населения городов Туруханск, Игарка, Дудинка. Создаются рабочие места, регион обеспечивается нефтепродуктами, интенсифицируется промышленность и сфера грузоперевозок по реке Енисей. Деятельность АО «Ванкорнефть» в пределах Ванкорского блока месторождений не препятствует традиционному быту малочисленных народов Севера; а именно рыбному промыслу, оленеводству, охоте и пр. [30]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе на примере Ванкорского месторождения проведен анализ существующих систем промыслового обустройства месторождений (на примере установки предварительного сброса воды при подготовки нефти - УПСВ-Юг) и предложены некоторые инновационные решения для повышения эффективности и стабильности работы данной установки:

- полимерно-эластичные резервуары для подтоварной воды;
- частотно-регулируемые приводы для насосов дозирования реагентов;
- поточные анализаторы содержания нефтепродуктов.

Внедрение подобных систем позволит опробировать данные системы и в случае успеха перейти к их внедрению на других месторождениях Ванкорского кластера, которые также будут проходить третью стадию разработки и столкнутся с подобными проблемами в той или иной степени.

Данные предложения основаны на личном опыте во время практики на объекте УПСВ-Юг Ванкорского месторождения в марте 2016 года.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

ВСТО - Восточная Сибирь – Тихий океан

НГП - нефтегазовая провинция

НГК - нефтегазовый комплекс

ГРР - геологоразведочные работы

КИН - коэффициент извлечения нефти

ПСП - приемо-сдаточный пункт

УУН - узел учета нефти

СИКН - система измерения количества и показателей качества нефти

ВПУ - Ванкорский производственный участок

ГНПС - головная нефтеперекачивающая станция

КИП и А - контрольно-измерительные приборы и автоматика

ОБП - опорная база промысла

АБК - административно-бытовой корпус ;

ППД - поддержание пластового давления

РВС - резервуар вертикальный стальной

РП - резервуарный парк

СИ - средства измерений

СИЗ - средства индивидуальной защиты

СОД - средства очистки и диагностики

ТЭГ - триэтиленгликоль

УПСВ-С(Ю) - установка предварительного сброса воды Сервер (Юг);

Факел НД - факельная установка низкого давления

Факел ВД - факельная установка высокого давления

ЦПС - центральный пункт сбора

НПЗ - нефтеперерабатывающий завод
 ДВС - двигатель внутреннего сгорания
 ГКСВД - газокompрессорная станция высокого давления
 ГКСНД - газокompрессорная станция низкого давления
 БПО - база производственного обслуживания
 ПТБ - производственно техническая база
 ГСМ - горюче смазочные материалы
 ЭКГ - электростатический коагулятор
 УПН - установка подготовки нефти
 РСУ - ремонтно-строительное управление
 ВЛВ - Ванкорский лицензионный участок
 ПДК - предельно-допустимая концентрация
 НКТ - насосно-компрессорные трубы

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барышев И.Г.: "Мобильные полевые склады горючего – эластичные резервуары - Высокоэффективные технологии ТЭК" // журнал "Нефтегазовое оборудование" // № 11 ноябрь 2013г.
2. Барышев И.Г.: "Химмологов зовут в полет" // журнал "Бурение и Нефть" //№ 3 апрель 2012г.
3. Барышев И.Г.: "Арктические парки нефти и горючего на базе эластичных резервуаров ПЭР-Н" // журнал "Бурение и Нефть" //№ 3 январь 2012г
4. Афанасьев А.В., Караханьян В.К., Солодченков, Твердохлеб И. Б., Шаумян О. Г. Регулирование частоты вращения насосного оборудования, Eurorump и Гидравлический институт США, Москва, «СофтКом», 2011 - 200 с.
5. Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др., Трубопроводный транспорт нефти и газа, Недра, 1988, 368 с.
6. Тронов В. П., ФЭН, Промысловая подготовка нефти, 2000, 416 с.
7. Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А., Волошин Н.Д., Золотарев П.А. Технологические расчеты установок переработки нефти - М.:Химия, 1987. - 175 с.
8. Лебедев Н.Н., Манаков М.Н., Швец В.Ф. Теория химических процессов основного органического и нефтехимического синтеза - М.:Химия, 1984. - 376 с.
9. Бондаренко Б.И. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа-М.:Химия, 1983. - 128 с.
10. Лысенко В.Д. «Оптимизация разработки нефтяных месторождений» (М., «Недра», 1991г.)
- 11.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

12. 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
13. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
14. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
15. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
16. 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.).
17. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
18. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
19. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
20. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
21. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
22. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
23. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
24. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
25. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

26. Щелканова Е. В. Нефть. Красноярский формат. Красноярск: Издательство Поликор. -2011, -240с.
27. Инструкция Компании Роснефть. «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников. Москва. -2014. -17с.
28. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Изд.2. М.: Недра. -1975. -253 с.
29. А. А. Мордвинов, О. М. Корохонько. Теоретические основы добычи нефти и газа для операторов. Учебное пособие, часть 3. Ухта. -2010. - 97с.
30. Ванкорское газонефтяное месторождение. Краткий анализ экономических условий освоения месторождения. Красноярск . -1998.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

1. 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-1-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				

Продолжение приложения А

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	2	22.3	26.5	24.4				
Вн-17	2.7	9	19.1	28	23.6	24	1.7	446.76	112.2	6	20.7	69.13	34.91					
ВЛд-1	3.1	9	20.3	29.1	24.8	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				

Продолжение приложения А

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
	7Н	1.2	3	24	24.7	24.3	3	29.9	109.4	59.96	1	24.6	24.6	24.6			
	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				

Удоговоренные препараты А

Свита	№ кв.	ЭФ вная мош ност	опред еленн й шт.	Пористость (Кп), %			Проницаемость (Кпр), мД			Водоудерживающая способность (Квс), %			Количество скважин по видам анализов						
				Значение			Значение			Значение									
				номиналь ное	максималь ное	реальное	Количес тво опреде лений шт.	номиналь ное	максималь ное	среднее	Количес тво опреде лений шт.	миним альное		максима льное	среднее				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Ср-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					
	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 Ср-IX		333				323				115				5	5	5		
	Hx-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					
ВЛн-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						

Продолжение приложения А

Свита	№ скв.	Эффективная мощность, м	Пористость, (Кп), %				Проницаемость (Кпр), мД				Водоудерживающая способность (Квс), %			Количество скважин по видам анализов			
			число 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
	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			
	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-1			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			

Продолжение приложения А

Свита	№ скв.	Эфф екти вная мощ ност ь. м	Пористость. (Кп). %				Проницаемость (Кпр). мД				Водоудерживающая способность (Квс). %			Количество скважин по видам анализов			
			оличе ство опред елени й. шт.	Значение			Количес тво опреде лений. шт.	Значение			Количес тво опреде лений. шт.	Значение			п	пр	вс
				минималь ное	максималь ное	реднее		минималь ное	максималь ное	среднее		миним альное	максима льное	среднее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	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	-						
	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			

Окончание приложения А

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
итого по Нх-III-IV			2019				2092				758				27	27	24
итого по месторождению															33	33	28

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

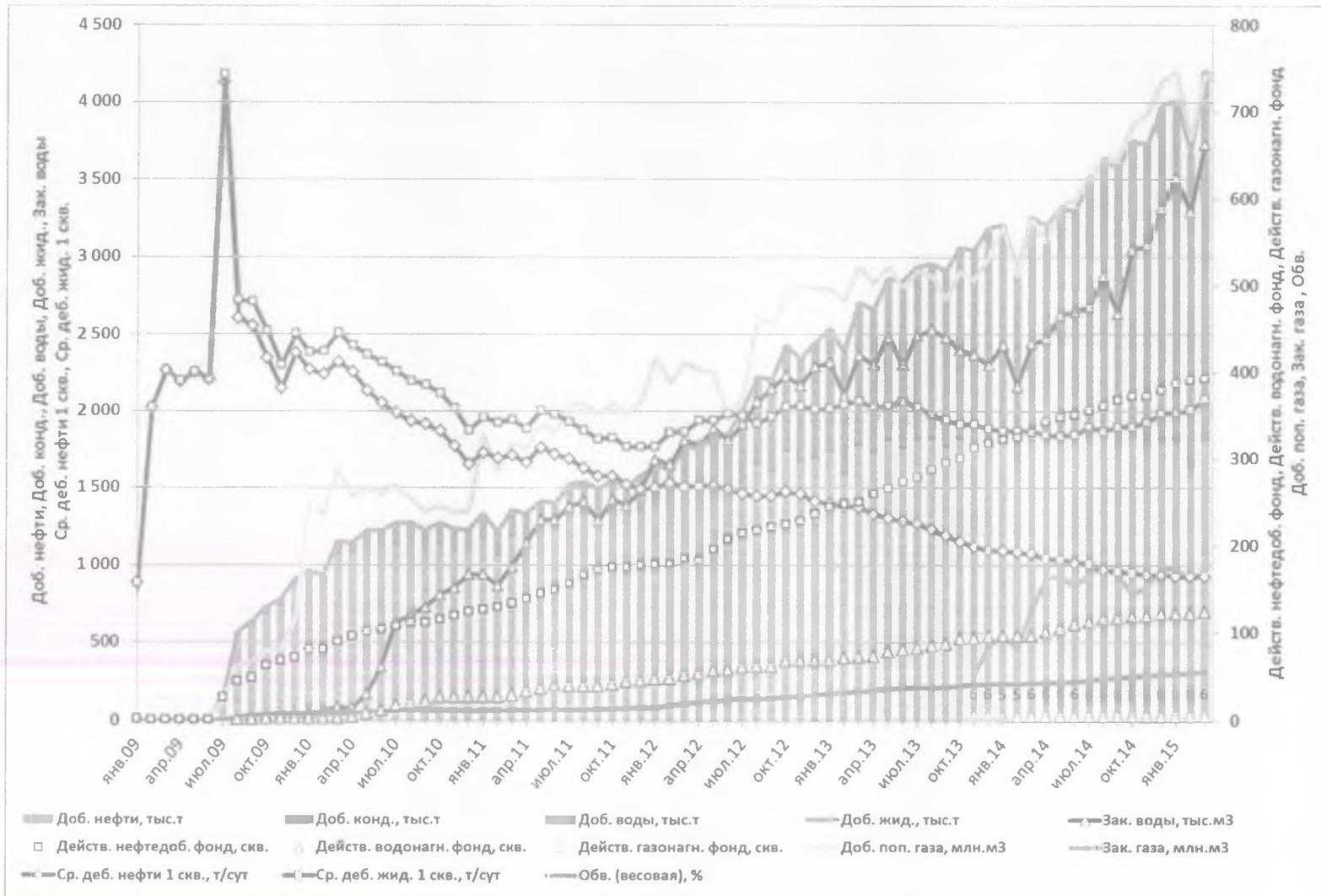


Рисунок 2.9 - Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

Уровниские приложения Б

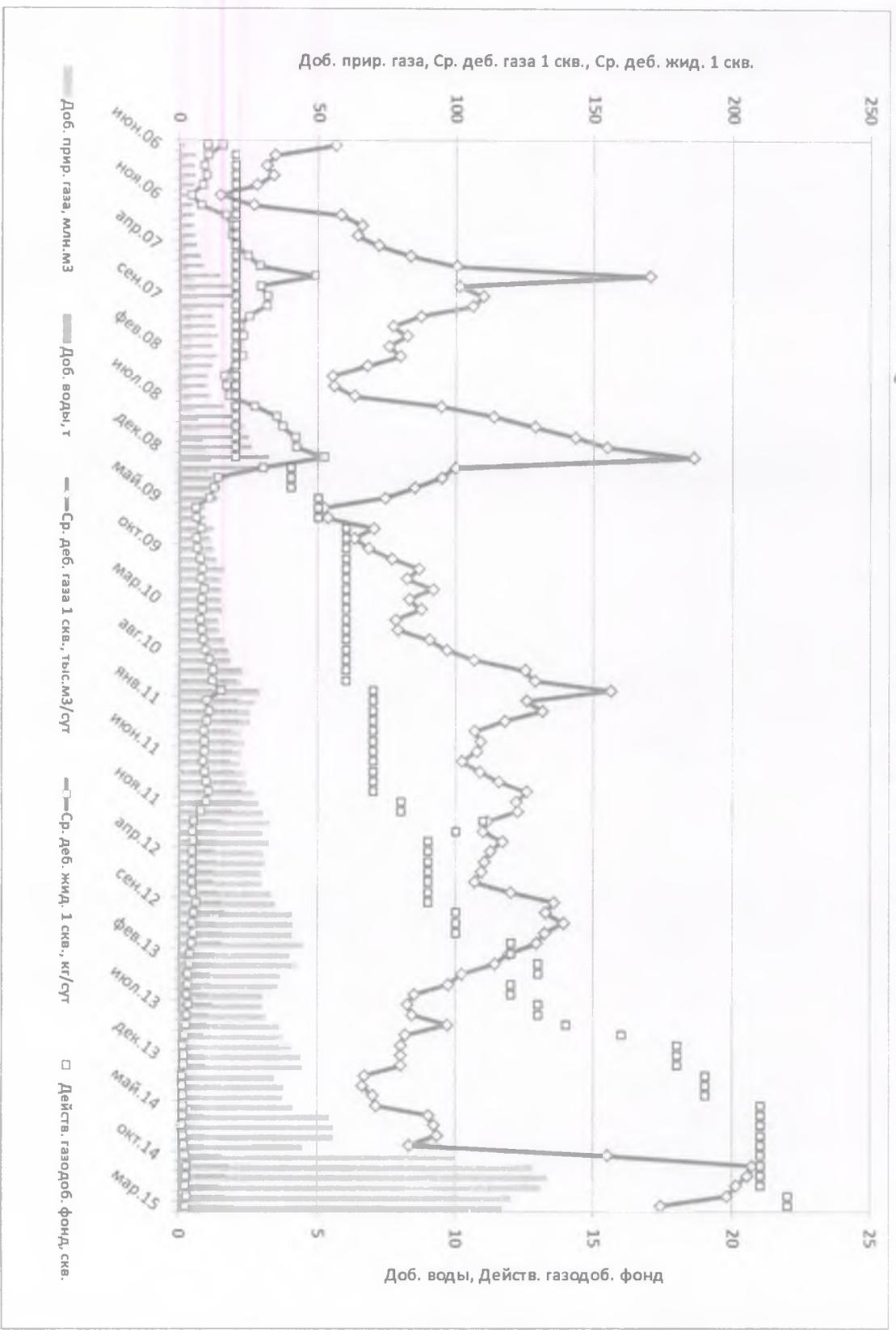


Рисунок 2.10 - Динамика основных показателей разработки объекта Дл-1-III Ванкорского месторождения

Продолжение приложения Б

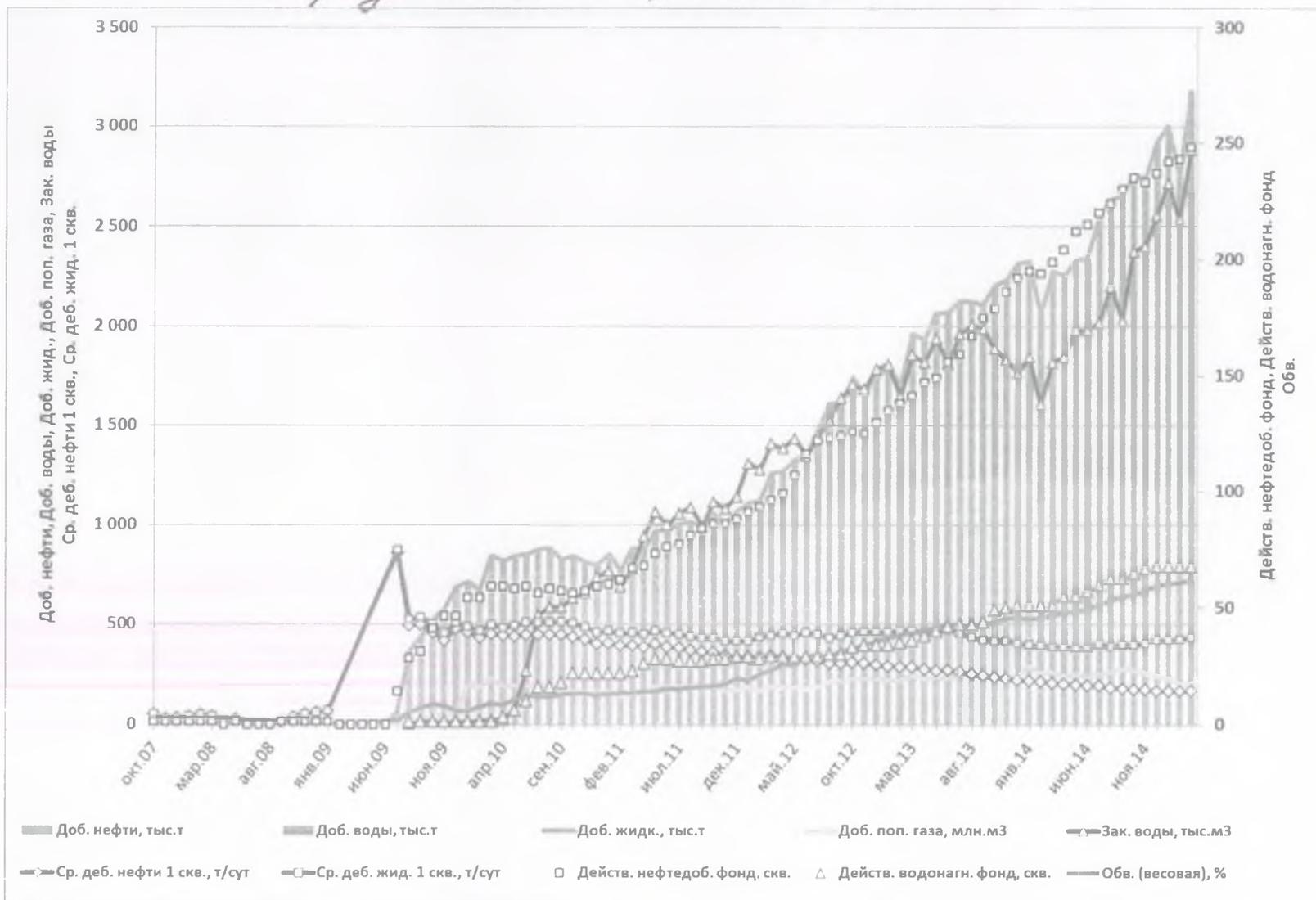


Рисунок 2.11 - Динамика основных показателей разработки объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения

Прогноз развития Б

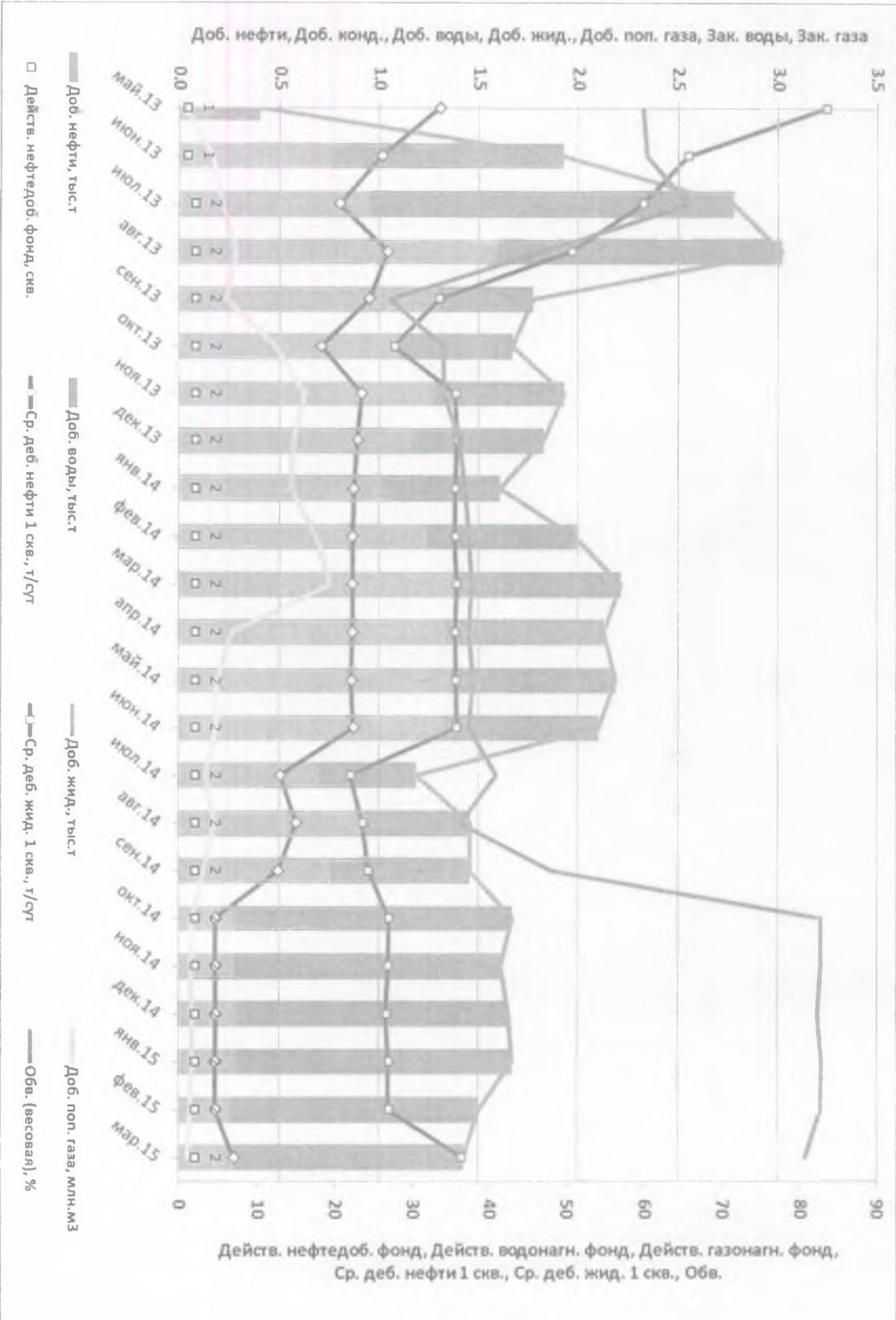


Рисунок 2.12 - Динамика основных показателей разработки объекта СД-1Х Ванкорского месторождения

Уровняющие приложения Б

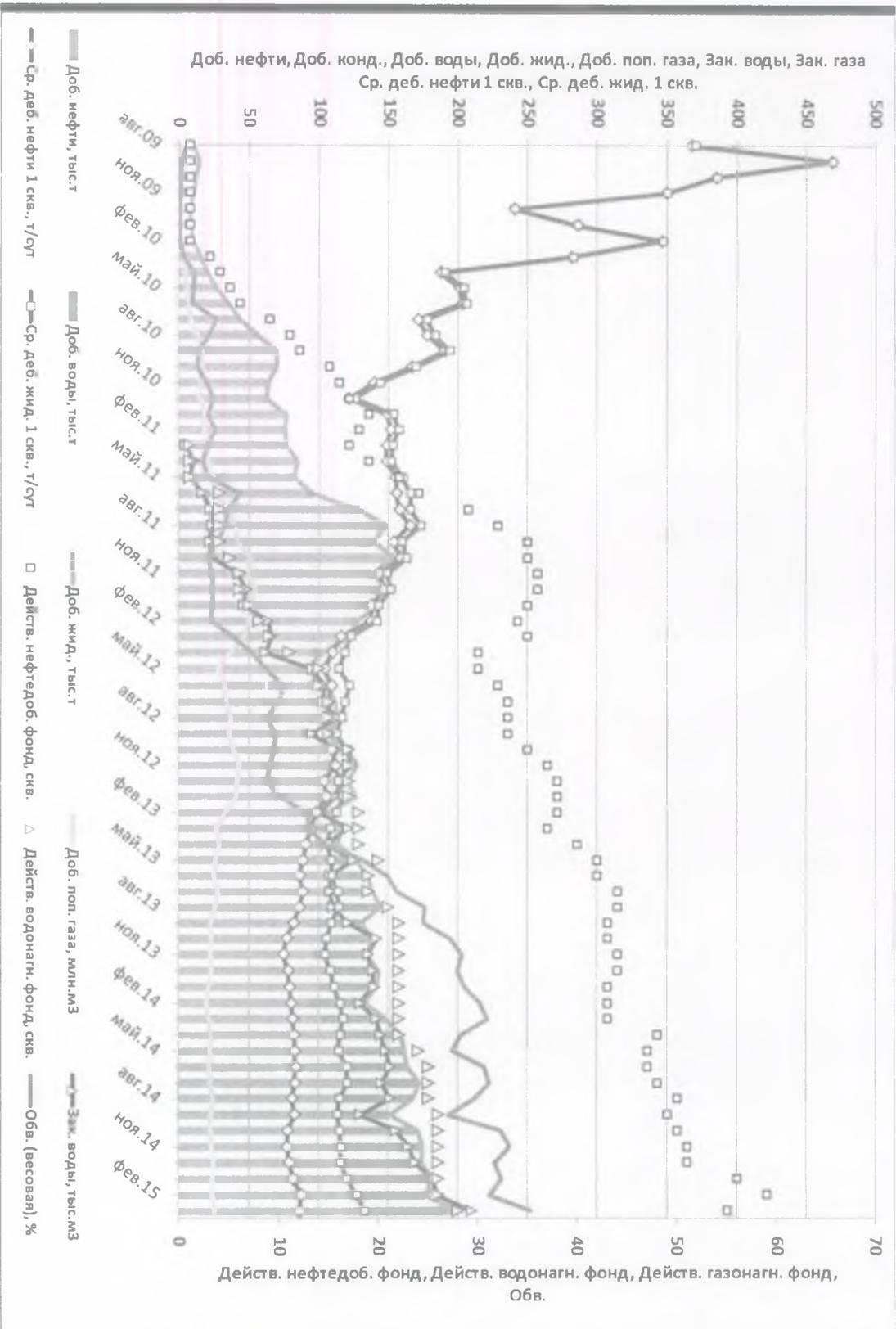


Рисунок 2.13 - Динамика основных показателей разработки объекта Нх-1 Ванкорского месторождения

Окончание приложения Б

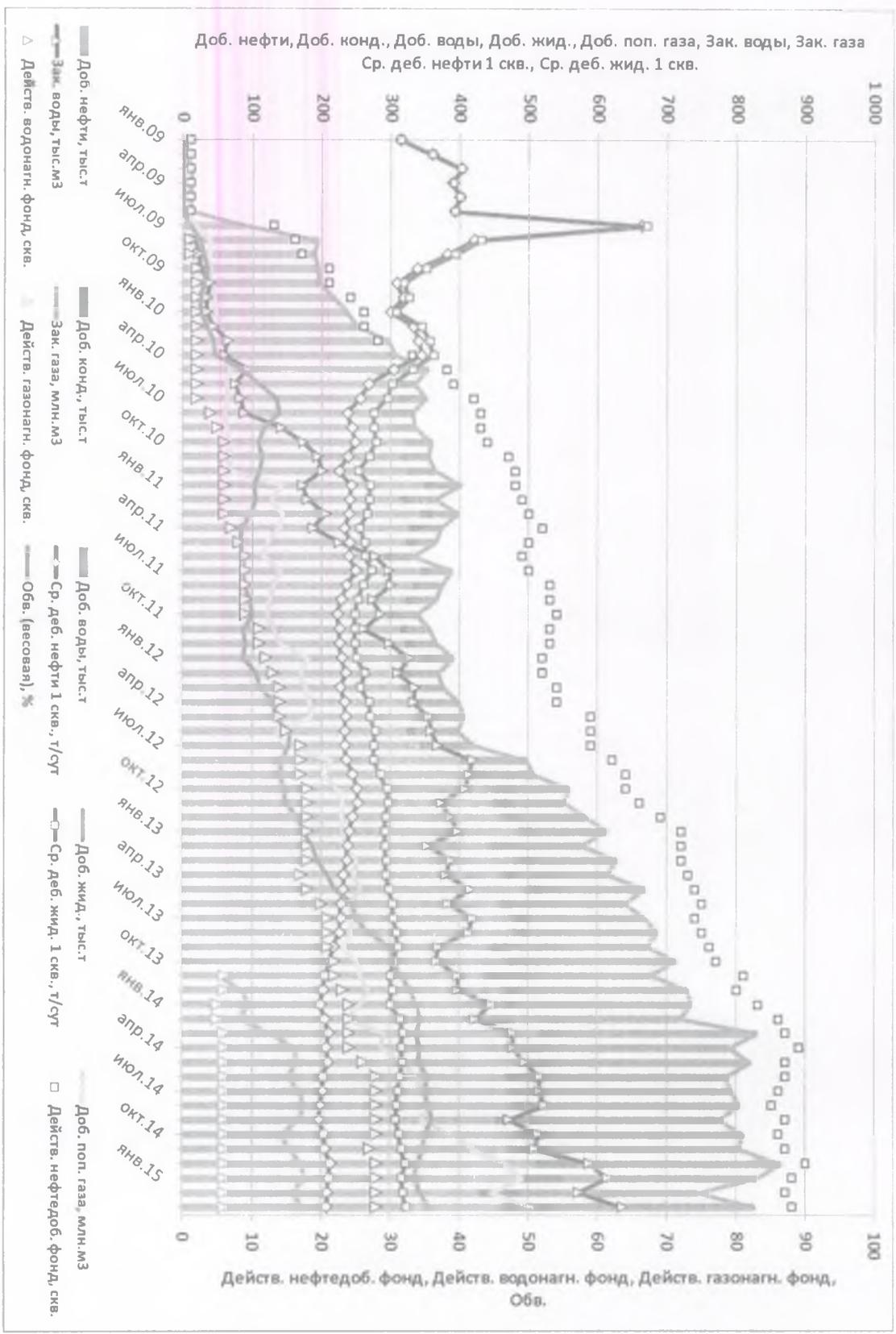


Рисунок 2.14 - Динамика основных показателей разработки объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения