

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

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016 г.

Дипломная работа

**БОРЬБА С ОБВОДНЕНИЕМ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В ХОДЕ
РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Направление 130500 “ Нефтегазовое дело”
Специальность 130503.65 “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений”

Руководитель _____ профессор, д.т.н Н.Г. Квеско
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ А.И. Андреева
подпись, дата инициалы, фамилия

Рецензент _____
подпись, дата _____ должность _____ инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность _____ С.В. Качин
наименование раздела подпись, дата инициалы, фамилия

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

Красноярск 2016

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

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись

инициалы,
фамилия

« ____ » _____ 2016 г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме Дипломной работы**

Студенту Андреевой Анне Ивановне

Группа ЗНГ10-04

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема выпускной квалификационной работы: Борьба с обводнением продуктивных пластов в ходе разработки на примере Ванкорского месторождения.

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Н.Г. Квеско, профессор, д.т.н

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

Перечень разделов ВКР:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Методы борьбы с обводнением продуктивных пластов при заводнении;
4. Экономическое обоснование технологий;
5. Безопасность и экологичность.

Руководитель

Н.Г. Квеско

Подпись

Задание принял к исполнению

А.И. Андреева
инициалы, фамилия

Подпись

« ____ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 с., 5 рис., 23 табл., 43 источника
ВЫРАВНИВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ, ПРОФИЛЬ ЗАКАЧКИ,
ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ЗАВОДНЕНИЕ,
ОБВОДНЕННОСТЬ, ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ,
ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ

Цель работы: выбор технологий снижения обводненности добывающих горизонтальных скважин путем контроля профиля приемистости нагнетательных скважин и изоляции обводнившихся интервалов добывающих скважин.

В работе был проведён анализ строения и состояния разработки залежей Ванкорского НГКМ и эффективности системы ППД с целью выявления проблем с преждевременным обводнением скважин в неоднородных коллекторах. Были рассмотрены технологии, применяющиеся в отрасли для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, учтены их достоинства, недостатки и критерии эффективного применения.

В итоге для одного из участков неоднородного пласта рассматриваемого месторождения на основе опыта промышленного применения на месторождениях-аналогах и сопоставления критериев применимости ПОТ с геолого-физическими характеристиками пласта была выбрана технология выравнивания профиля закачки с применением ПДС.

Рассмотрены технологии изоляции обводнившихся интервалов добывающих скважин и выбран вариант наиболее подходящий в условиях Ванкорского месторождения.

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	7
1.1 Общие сведения о месторождении	7
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	11
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек	17
1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов	18
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....	30
2. Технологическая часть	33
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	33
2.2 Анализ текущего состояния разработки.....	34
2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки	37
2.4 Анализ состояния фонда скважин.....	38
2.5 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти.....	40
2.6 Анализ выработки запасов нефти	42
2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	42
3. Методы борьбы с обводнением продуктивных пластов при заводнении	45
3.1 Контроль закачки: технологии на основе геле- и осадкообразующих композиций.....	46
3.2 Контроль закачки: технологии на основе микроэмульсионных систем .	51
3.3 Контроль закачки: технологии на основе полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем	52
3.4 Контроль закачки: выбор технологий для геолого-физических условий Ванкорского НГКМ	55
3.5 Добывающие скважины: изоляция интервалов притока воды	58
4. Экономическое обоснование внедрения технологий.....	60
5. Безопасность и экологичность.....	66
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	66

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	67
5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	69
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	71
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	72
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	74
5.7 Экологичность проекта	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ.....	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	80

ВВЕДЕНИЕ

На месторождениях, характеризующихся значительной неоднородностью коллекторских свойств продуктивных пластов, прежде всего по проницаемости, интенсивная выработка запасов нефти приводит, как правило, к опережающему отбору нефти из высокопроницаемых пропластков, преждевременному обводнению продукции скважин, а низкопроницаемые участки, содержащие достаточно немалые запасы углеводородов, остаются невовлечёнными в разработку. Таким месторождением является и Ванкорское НГКМ, залежи которого характеризуются высокой степенью неоднородности по проницаемости (присутствуют так называемые «суперколлекторы», проницаемость отдельных участков которых составляет более 1Д), следовательно вопрос о ВПП является актуальным для Ванкора.

Применение технологий выравнивания профиля закачки позволяет оптимизировать работу системы поддержания пластового давления за счёт блокирования высокопродуктивных промытых пропластков и перераспределения фильтрационных потоков в менее проницаемые слои, что приводит к увеличению охвата пласта воздействием, более полной выработке запасов и сдерживанию темпов обводнения.

Существует большое количество потокоотклоняющих технологий, основанных на использовании различных химических реагентов, однако ни одна технология не является универсальной и может быть эффективно применена лишь в определённых геолого-промысловых условиях.

В данной работе проводится анализ технологий выравнивания профиля закачки и подбор тех, которые соответствуют геолого-физическим характеристикам рассматриваемого месторождения.

Рассмотрены технологии изоляции обводнившихся интервалов добывающих скважин и выбран вариант наиболее подходящий в условиях Ванкорского месторождения.

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 Общие сведения о месторождении

Ванкорское газонефтяное месторождение расположено в Туруханском районе и, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, на территории Дудинского района Таймырского муниципального района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 142 км, а районный центр п. Туруханск - в 300 км к юго-западу от месторождения -

Рисунок 1.1.

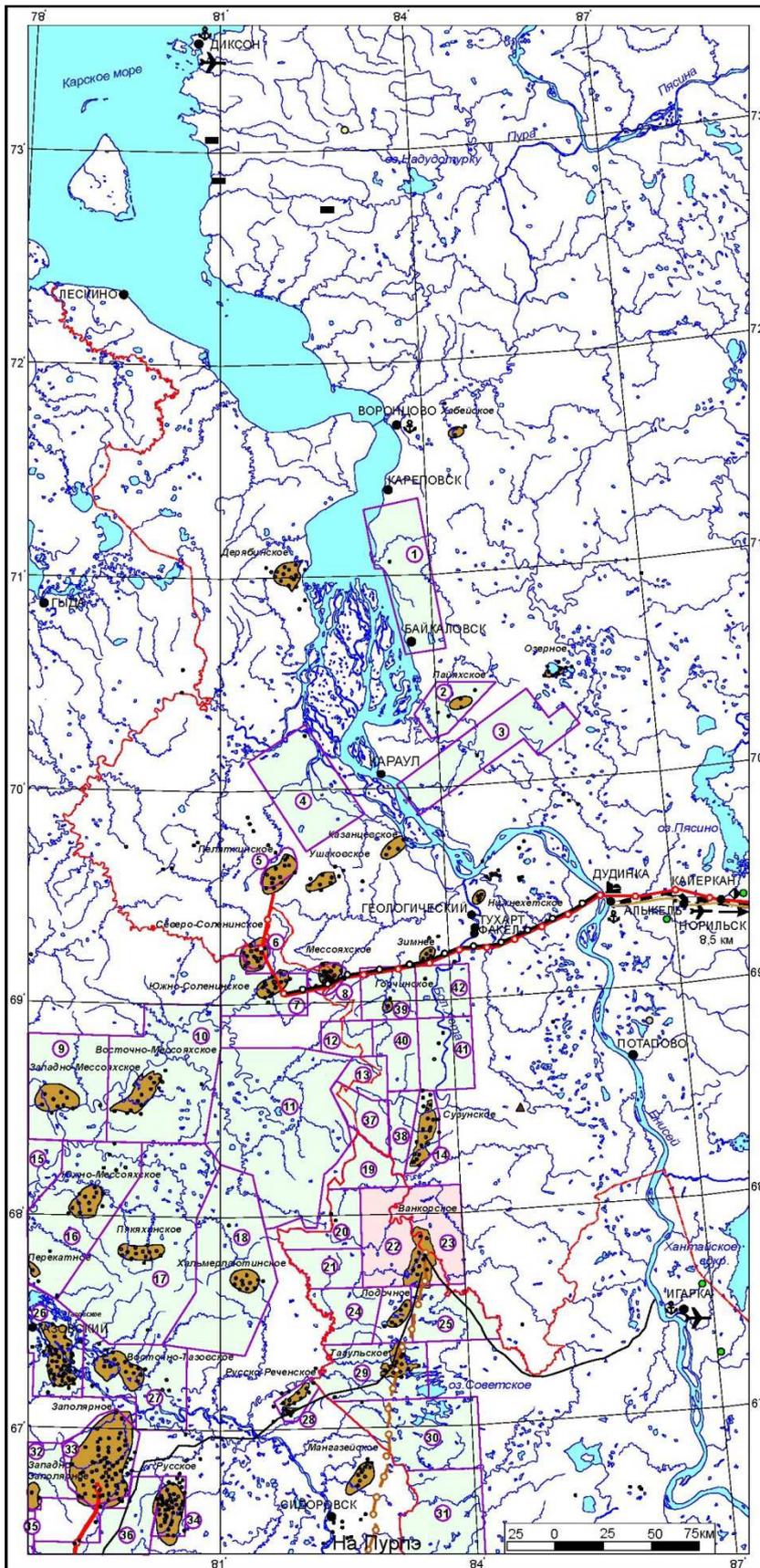
Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв. км. В г. Игарка имеется речной порт и аэропорт, который способен принимать тяжёлые самолёты.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяженность водной магистрали Красноярск-Игарка - 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

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

Во второй половине 2009 года был введен в тестовую эксплуатацию 556-километровый нефтепровод Ванкор-Пурпе диаметром 820 мм, связывающий месторождение с магистральным нефтепроводом «Транснефти».

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведется с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол заседания ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662).



- Лицензионные участки
- Лицензионные участки района работ
- Границы субъектов РФ
- Трасса строящегося нефтепровода
- Конденсатопровод
- Газопровод
- Зимник
- Автомобильная дорога
- Железная дорога
- Глубокие скважины
- Населенные пункты
- Действующий конденсато-перерабатывающий завод
- а)-речные, морские порты, б)-аэропорты

- Месторождения**
- Озерное Нефти и газа
 - а)-железа, б)-мышьяка, в)-никеля, меди, кобальта, титана, молибдена
 - а)-графита, б)-кварца и кварцитов, в)-угля каменного

- Перечень лицензионных участков**
- | | |
|----------------------------|-----------------------------|
| 1 - Байкаловский | 37 - Северо-Чарский |
| 2 - Пайяхский | 38 - Западно-Сузунский |
| 3 - Песчаный | 39 - Горчинский |
| 4 - Проточный | 40 - Восточно-Пендомаяхский |
| 5 - Пеляткинский | 41 - Тайкинский |
| 6 - Северо-Соленинский | 42 - Студеный |
| 7 - Ново-Соленинский | |
| 8 - Мессояхский | |
| 9 - Западно-Мессояхский | |
| 10 - Восточно-Мессояхский | |
| 11 - Варейский | |
| 12 - Западно-Пендомаяхский | |
| 13 - Пендомаяхский | |
| 14 - Сузунский | |
| 15 - Находкинский | |
| 16 - Южно-Мессояхский | |
| 17 - Пякяхинский | |
| 18 - Хальмерпаутинский | |
| 19 - Восточно-Чарский | |
| 20 - Вадинский | |
| 21 - Туколандский | |
| 22 - Ванкорский | |
| 23 - Северо-Ванкорский | |
| 24 - Западно-Лодочный | |
| 25 - Восточно-Лодочный | |
| 26 - Тазовский | |
| 27 - Восточно-Тазовский | |
| 28 - Русско-Реченский | |
| 29 - Тагульский | |
| 30 - Советский | |
| 31 - Полярный | |
| 32 - Западно-Заполярный | |
| 33 - Заполярный | |
| 34 - Русский | |
| 35 - Северо-Пуровский | |
| 36 - Южно-Заполярный | |

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Природно-климатические условия района и месторождения

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода - 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха - минус 10 оС. Наиболее холодные месяцы - декабрь, январь, февраль: средняя температура - минус 26 оС, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 оС. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября, мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра; в оврагах, распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой - южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра - 5-7 м/с.

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

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

и заканчивается в середине июня, в это же время заканчивается ледоход и на Енисее (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка - 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Геологический разрез

Данные об абсолютных отметках уровней контактов представлены в Таблице 1.1.

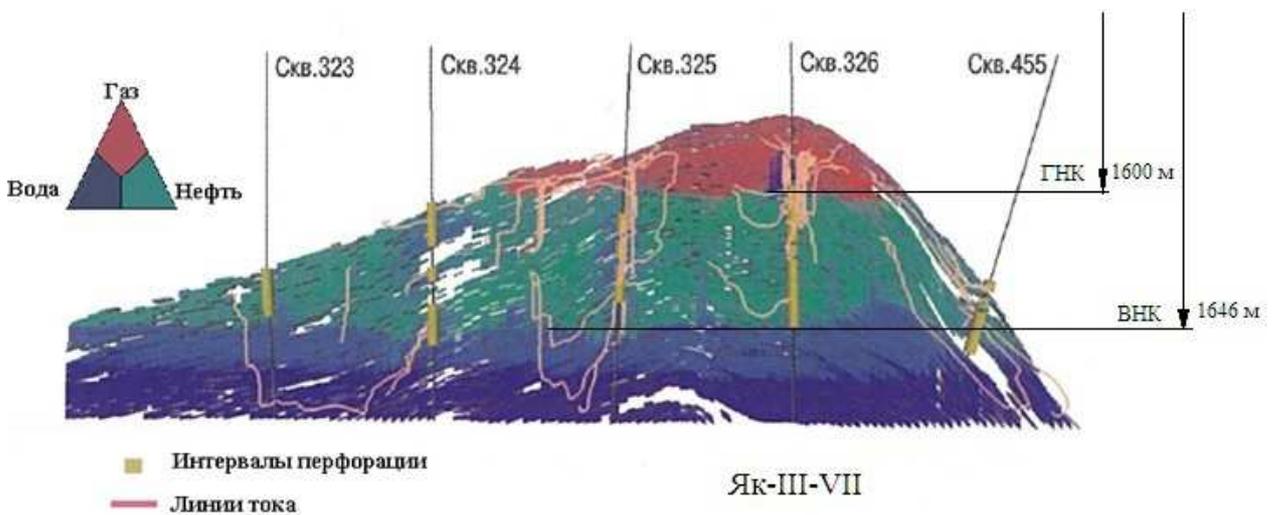


Рисунок 1.2 – Геологический разрез пласта Як-III-VII

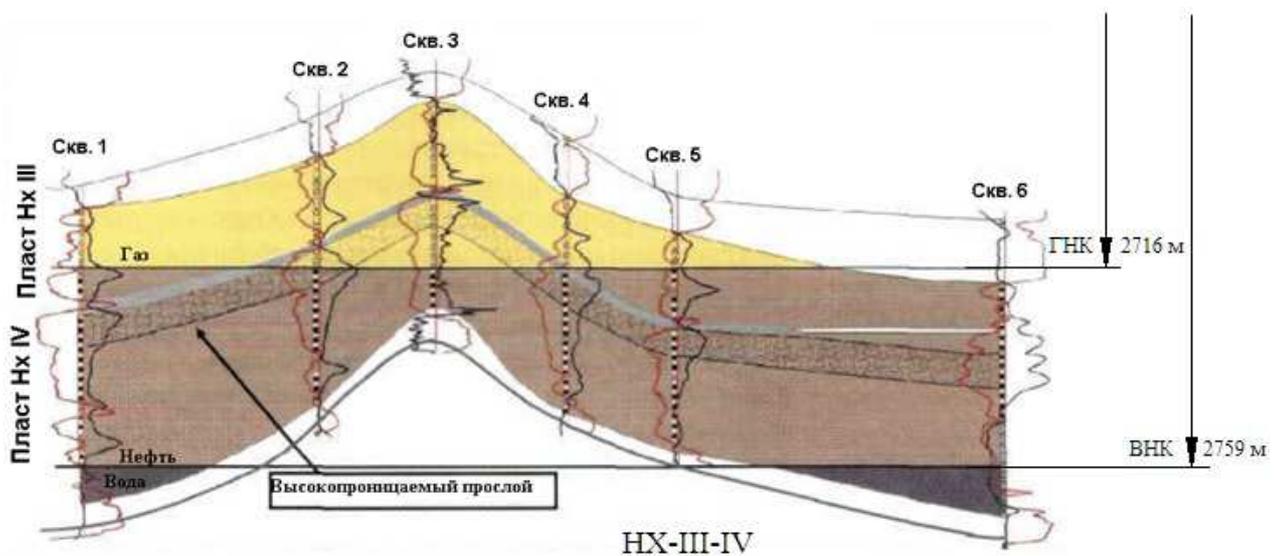


Рисунок 1.3 – Геологический разрез пласта Nk-III-IV

Таблица 1.1 – Абсолютные отметки уровней контактов

Пласт	ГНК, м	ГВК, м	ВНК, м	ЗСВ, м
Дл-I-III	-	978,6	-	-
Як-I	-	1579,9	-	-
Як-II	-	1593,4	-	-
Як-III-VII	1600,0	-	1646,0	1655,0
Сд-IX	-	-	2378,8	2383,8
Нх-I	-	-	2668,0	2675,0
Нх-III-IV	2716,0	-	2759,0	2780,0

Тектоника

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

В пределах Большехетской мегатеррасы выделяется Сузунское, и Лодочное валообразные поднятия. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3 км, и ширину 8,8-14,9 км, соотношение длинной и короткой осей 3,2-1,9. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км. Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м (Рис.1.2).

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,3-5,4. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный

купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а Северный - 20 м и 45,5 км², соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Соотношение длинной и короткой осей 1,8-2,7. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км², а Северный - 25 м и 41,5 км², соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м. Данные разломы отчетливо видны на сейсмических профилях (Рис.1.3).

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи - Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи - Сд-IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам и две газонефтяных залежи - Як-III-VII и НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в таблицах 1.2 и 1.3 соответственно.

Таблица 1.2 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/ 0,66	0,60 /-	0,30 /-	0,51/0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	1288	51	26	480	40	20	240
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,47	0,20	0,10	0,63	0,95	0,37	0,68
Начальная пластовая температура, оС	12	30	30	34	53	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	15,8	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа-с	-	-	-	8,9	1,0	0,7	0,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	-	0,850	0,725	0,693	0,688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	-	-	-	0,902	0,867	0,823	0,845
Абсолютная отметка ГНК / ГВК, м	979	1580	1593	1600	-	-	2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-	-	1650	2379	2667	2760

Окончание таблицы 1.2

Объемный коэффициент нефти, доли ед.				1,120	1,377	1,422	1,458
Содержание серы в нефти, %	-	-	-	0,2	0,1	0,2	0,1
Содержание парафина в нефти, %	-	-	-	0,9	2,2	0,9	2,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	61	177	202	211
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,92	0,92	0,92	0,92	-	0,56	0,56
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,007	1,010	1,010	1,010	-	1,004	1,008
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴							
нефти	-	-	-	5,7	1,6	18,2	18,3
воды	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9
Коэффициент вытеснения, доли ед.	-	-	-	0,528	0,494	0,436	0,518

Таблица 1.3 – Характеристика толщин

Толщина	Наименование	Зоны пласта (горизонта)
		Все зоны
1	2	3
Як-III-VII		
Общая	Среднее, м	82,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,32
	Интервалы изменения, м	8,9-129,3
Эффективная	Среднее, м	57,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,36
	Интервалы изменения, м	9,4-97,8
в том числе:		
Нефтенасыщенная	Среднее, м	19,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,60
	Интервалы изменения, м	6,9-45,8
Водонасыщенная	Среднее, м	28,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,53
	Интервалы изменения, м	6,2-46,0
Газонасыщенная	Среднее, м	5,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,50
	Интервалы изменения, м	0,8-30,6
НХ-I		
Общая	Среднее, м	21,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,10
	Интервалы изменения, м	16,6-24,7
Эффективная	Среднее, м	9,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,41
	Интервалы изменения, м	1,0-17,7
в том числе:		

Окончание таблицы 1.3

Нефтенасыщенная	Среднее, м	6,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,48
	Интервалы изменения, м	1,0-16,2
Водонасыщенная	Среднее, м	2,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,32
	Интервалы изменения, м	0,1-2,9
Газонасыщенная	Среднее, м	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-
	Интервалы изменения, м	-
НХ-III-IV		
Общая	Среднее, м	62,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,29
	Интервалы изменения, м	3,2-77,7
Эффективная	Среднее, м	49,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,29
	Интервалы изменения, м	2,8-56,6
в том числе:		
Нефтенасыщенная	Среднее, м	17,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,55
	Интервалы изменения, м	12,4-36,3
Водонасыщенная	Среднее, м	11,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,83
	Интервалы изменения, м	0,1-23,7
Газонасыщенная	Среднее, м	16,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,10
	Интервалы изменения, м	1,1-23,8
Дл-I-III		
Общая	Среднее, м	28,8
	Коэффициент вариации, доли ед.	8,6
	Интервалы изменения, м	10,7-41,8
Эффективная	Среднее, м	15,2
	Коэффициент вариации, доли ед.	6,2
	Интервалы изменения, м	6,9-29,5
Газонасыщенная	Среднее, м	11,2
	Коэффициент вариации, доли ед.	7,7
	Интервалы изменения, м	2,4-29,5
Водонасыщенная	Среднее, м	6,5
	Коэффициент вариации, доли ед.	4,3
	Интервал изменения, м	1,2-15,2

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керн и результатами интерпретации материалов ГИС.

Отбор керн произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керн получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керн получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв.СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения плотного алевролита. В средней части толщи в интервале 999,0 – 1004,0 м встречен пласт алевролитов, крупнозернистых, неяснослоистых за счет включения хрупких аргиллитов. Встречаются многочисленные растительные остатки. В основании свиты прослеживается (0,8 м) пласт песчаника толщиной 0,8 м, мелко- и тонкозернистого, кварцполевошпатового, некарбонатного, неслоистого, однородного с глинистым цементом.

Коллекторы горизонта Як-I-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а

средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности –32.9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17.9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности –49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость –42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье (таблица 1.7). Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты Як III-VII

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей (таблица 1.6) сероводород отсутствует.

Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким.

Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350 °С от 38 до 77 % объемных.

Исследования свободного газа не проводились.

Пласт Сд-IX

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом - с помощью программы FLPROP, они представлены в таблице 1.4. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким.

Нефть пласта Сд-IX характеризуются как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300°С - 67 %. Температура начала кипения нефти 117 °С. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м³.

Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти (таблица 1.6) сероводород отсутствует.

Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8% (НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (C₆₊ - 1,45 %), чем газ пласта НХ- III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 - 839,2 кг/м³).

Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким.

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

Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобраным на устье, для пластов НХ-III-IV (таблица 1.7). Газ относится к сухим - среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

Залежи пластов Як-III-VII и НХ-III-IV характеризуются наличием газовой шапки, поэтому пластовое давление на уровне ГНК равно давлению насыщения: в жидкости, находящейся в термодинамическом равновесии с газом, растворено максимально возможное (при данных термобарических условиях) количество газа; при сколь угодно малом уменьшении давления в системе часть газа, растворенного в жидкой фазе, выделяется, при увеличении давления в системе часть газа переходит в жидкое состояние. Поэтому можно утверждать, что система газ-жидкость, находящаяся в равновесии при определенной температуре и давлении, является насыщенной (то есть вблизи поверхности раздела фаз давление насыщения жидкости и давление конденсации насыщенного пара равны давлению в системе). Таким образом,

пластовая нефть при наличии газовой шапки является насыщенной вблизи ГНК, при этом давление насыщения нефти равно пластовому давлению на уровне ГНК. Это обстоятельство затрудняет отбор корректных глубинных проб нефти, т. к. депрессия при отборе пробы вызывает разгазирование пластовой нефти.

Таблица 1.4 - Свойства пластовой нефти Ванкорского месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Принятые значения
1	2	3
Пласты Як-III-VII		
Пластовое давление, МПа	15,6-16,5	15,9
Пластовая температура, °С	30,3-35	34,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,18-15,4	15,9
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	26,1-57,5	61,6
Газосодержание нефти (ступенчатая сепарация), м ³ /т	52,2-57,4	60,5
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	815-873,4	850,1
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	4,5-24,4	8,9
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	6,1-10,6	5,7
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С:		
-при однократном разгазировании	0,70-0,73	0,71
-при дифференциальном разгазировании	0,70-0,71	0,70
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 °С:		
-при однократном разгазировании	893-915	902,6
-при дифференциальном разгазировании	900,6-904,4	902,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.:		
-при однократном разгазировании	1,057-1,148	1,121
-при дифференциальном разгазировании	1,105-1,116	1,120
Количество исследованных проб (скважин)	20(10)	
Пласт Сд-IX		
Пластовое давление, МПа	-	23,5
Пластовая температура, °С	-	53
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	23,5
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	-	184,4
Газосодержание нефти (ступенчатая сепарация), м ³ /т	-	177
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	-	724,6
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	-	1,063
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	-	-
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С:		
-при однократном разгазировании	-	-

Объемный коэффициент нефти, доли ед.:		
-при однократном разгазировании	1,247-1,348	1,448
-при дифференциальном разгазировании	1,318-1,324	1,422
Количество исследованных проб (скважин)	8(4)	
Пласты НХ-III-IV		
Пластовое давление, МПа	16,1-27,7	27,1
Пластовая температура, °С	32,8-66	65
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,9-24,9	27,1
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	114,8-205,5	220,3
Газосодержание нефти (ступенчатая сепарация), м ³ /т	120,5-159,8	211
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	695,0-738,7	687,6
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,7-12,3	0,7
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа ⁴	6,1-28	18,3
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С:		
-при однократном разгазировании	0,71-0,94	0,92
-при дифференциальном разгазировании	0,70-0,71	0,87
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 °С:		
-при однократном разгазировании	830,0 - 903,0	847,3
-при дифференциальном разгазировании	834,0 - 856,0	845,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.:		
-при однократном разгазировании	1,073-1,434	1,487
-при дифференциальном разгазировании	1,269-1,546	1,457
Количество исследованных проб (скважин)	16(8)	

Таблица 1.5 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Ванкорского месторождения

Наименование параметра	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Пласты Як-III-VII				
Плотность при 20 °С, кг/м ³	11	18	893,0-917,0	903,7
Вязкость, мПа·с	11	18	53,9-218,9	93,8
при 20 °С			16,2-19,9	17,6
Молярная масса, г/моль	2	4	300-312	303,8
Температура застывания, °С	10	17	(-54)-(-30)	-42,3

Продолжение таблицы 1.5

Температура плавления парафина, °С	10	17	50-65	57
Температура начала кипения, °С	11	18	66-239	164
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	-	-	-	-
до 150°С	5	5	0,5-1,5	0,9
до 200 °С	10	15	1-5	3
до 250 °С	10	16	0,5-14	8,6
до 300 °С	11	18	10-28	22
до 350 °С	7	9	38-77	48,2
Шифр технологической классификации	IT ₂ П ₁			
Пласт Сд-IX				
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1	1	867	867
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	1	1	22,9	22,9
при 50 °С			-	-
Молярная масса, г/моль	-	-	-	-
Температура застывания, °С	1	1	-57	-57
Массовое содержание, %				
серы	1	1	0,07	0,07
смол силикагелевых	1	1	1,49	1,49
асфальтенов	1	1	0,06	0,06
парафинов	1	1	2,16	2,16
воды	-	-	-	-
мехпримесей	1	1	0,09	0,09
Содержание микрокомпонентов				
Ванадий	-	-	-	-
никель	-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С	1	1	50	50
Температура начала кипения, °С	1	1	117	117
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	-	-	-	-
до 150°С	1	1	2,5	2,5
до 200 °С	1	1	7,5	7,5
до 250 °С	1	1	15	15
до 300 °С	1	1	32	32
до 350 °С	1	1	67	67
Шифр технологической классификации	IT ₁ П ₂			
Пласт НХ-І				
Плотность при 20 °С, кг/м ³	11	13	822,4-883,9	838
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	11	13	4,7-152	21,5
при 50 °С	2	2	3,2-17,5	10,3
Молярная масса, г/моль	1	1	213,5	213,5
Температура застывания, °С	8	9	-4-16	3,3
Массовое содержание, %				
серы	11	13	0,1-0,4	0,2
смол силикагелевых	11	13	6,9-12,7	9,8
асфальтенов	9	10	0,1-0,7	0,3
воды	8	8	0,4-51,9	10,2
мехпримесей	8	9	0,01-0,6	0,1

Окончание таблицы 1.5

Содержание микрокомпонентов ванадий	-	-	-	-
никель	-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С	11	12	49,5-67	59,3
Температура начала кипения, °С	9	11	45-89	66,9
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	4	5	2-7	4
до 150 °С	7	8	9-17	12
до 200 °С	9	10	18-29	22
до 250 °С	7	9	26-36	32
до 300 °С	9	11	38-51	45
до 350 °С	6	6	56-63	60
Шифр технологической классификации	IT ₁ П ₂			
Пласты НХ-III-IV				
Плотность при 20 °С, кг/м ³	10	20	822-900	850
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	10	17	5,6-26,7	11,9
при 50 °С	1	2	3,2	3,2
Молярная масса, г/моль	1	2	207	207
Температура застывания, °С	8	15	-35-10	-3,2
Массовое содержание, %				
серы	10	20	0,01-0,3	0,1
смола силикагелевых	10	20	3,7-9,5	6,6
асфальтенов	10	14	0,1-0,3	0,2
парафинов	10	20	1,8-5,7	2,9
воды	8	13	0,05-19,6	4,1
мехпримесей	8	11	0,005-0,1	0,06
Содержание микрокомпонентов ванадий	-	-	-	-
никель	-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С	10	20	50-65	59
Температура начала кипения, °С	10	20	45-99	73
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	4	8	1,2-7	4,4
до 150 °С	8	13	4,5-19	13,1
до 200 °С	10	20	12,5-30,8	22,1
до 250 °С	7	14	22-41	31,5
до 300 °С	10	20	35-52	43,6
до 350 °С	9	17	48,5-62,8	56,3
Шифр технологической классификации	IT ₁ П ₂			

Таблица 1.6 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Параметр	Банкорское месторождение				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Пласты Як-III-VII					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
-азот+редкие в т. ч. гелий	1,94	0,02	0,13	-	0,08
-метан	94,24	0,10	95,84	0,45	35,87
-этан	2,21	0,15	2,69	0,49	1,10
-пропан	0,23	0,07	0,06	0,04	0,11
-изобутан	0,19	0,07	0,05	0,11	0,09
-нормальный бутан	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03
-изопентан	0,08	0,05	0,01	0,09	0,05
-нормальный пентан	0,03	0,02	-	0,02	0,02
-гексаны C ₆ +	0,15	99,59	0,27	98,72	62,31
Молярная масса г/моль	16,9	297,9	17,4	303,6	192,17
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,71		0,69		
-газа (отн. по воздуху),	0,59		0,59		
-нефти, кг/м ³		902,3		901,9	850,0
Пласт НХ-I					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
-азот+редкие в т. ч. гелий	0,68	-	0,28	-	0,37
-метан	90,05	0,24	89,12	0,27	50,42
-этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
-пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
-изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
-нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
-изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80
-нормальный пентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
-гексаны C ₆ +	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Молярная масса г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,84		

Окончание таблицы 1.6

Пласты НХ-III-IV					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,31	0,02	0,35	-	0,03
-азот+редкие в т. ч. гелий	3,08	0,03	1,34	-	0,08
-метан	82,08	0,02	84,36	0,11	46,70
-этан	3,22	0,15	3,96	0,24	2,36
-пропан	4,19	0,66	3,79	1,61	3,18
-изобутан	1,84	0,76	1,77	1,75	1,59
-нормальный бутан	2,46	1,67	2,40	2,31	2,45
-изопентан	1,02	1,81	0,76	2,74	1,55
-нормальный пентан	0,73	1,99	0,73	2,43	1,44
-гексаны C ₆ +	1,06	93,01	0,54	88,79	40,61
Молярная масса г/моль	22,2	207,2	21,1	202,5	101,2
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,89		
-газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,72		
-нефти, кг/м ³		839,2		845,1	688,2

Таблица 1.7 - Характеристика свободного газа Ванкорского месторождения

№ скв.	Пласт	Интервал отбора пробы	Состав газа в % об.													Условия отбора	
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	ΣC ₆ H ₁₄	He	CO ₂	N ₂	H ₂		
ВН-6	Дл-I-III	1014-1019	92,96	0,25	0,02								0,03	0,56	6,18		
ВН-6	Дл-I-III	1014-1019	98,07										0,004		1,93	0	
ВН-7	Дл-I-III	1010-1026	98,187	0,066	0,001	0,002	0,001	0,00008	0,034	0,000011	0,0001	0,0018	0,39	1,35			на устье
ВН-7	Дл-I-III	1010-1026	97,158	0,027	0,00002	0,002	0,001	0,00001	0,015	0,000002	0,0001	0,002	1,220	1,590			на устье
ВН-10	Дл-I-III	1006-1022	97,21	0,24	0,09	0,004	0,029	0,046	0,021	0,02	0,029	0,013		2,09	0,02		на устье
ВН-10	Дл-I-III	1006-1022	97,93	0,24	0,06	0,004	0,023	0,026	0,011	0,008	0,01	0,013		1,66	0,02		на устье
ВН-10	Дл-I-III	1006-1022	95,97	0,55	0,03		0,010	0,007	0,014	0,022	0,004		1,15	2,25			на устье
ВН-11	Дл-I-III	1025-1037	91,784	0,108	0,0015	0,0060	0,0020	0,00019	0,000195	0,00126	0,00055	0,01796	0,7400	7,28	0,044		на устье
ВН-11	Дл-I-III	1025-1037	89,868	0,105	0,0015	0,0061	0,0020	0,00021	0,0002	0,00125	0,00054	0,01767	1,6300	8,32	0,034		на устье
ВН-14	Дл-I-III	1009-1018	92,112	0,048	0,00005	0,0031	0,00001	0,00001	0,00004	0,000003	0,00010	0,01199		7,82			на устье
ВН-14	Дл-I-III	1009-1018	82,100	0,047	0,0004	0,0027	0,00002	0,00002	0,00009	0,00002	0,00025	0,01804		17,83			на устье
ВН-14а	Дл-I-III	1006-1018	86,191	0,056	0,0006	0,0033	0,00001	0,00001	0,00007	0,000009	0,00015	0,01723		13,73			на устье
ВН-14а	Дл-I-III	1006-1018	83,695	0,062	0,0006	0,0019	0,0001	0,00013	0,00008	0,000006	0,00019	0,01826		16,22			на устье
ВН-14а	Дл-I-III	1006-1018	83,759	0,058	0,0005	0,002	0,00001	0,00001	0,00005	0,000003	0,00018	0,01817		16,16			на устье
ВН-8	Як-III-VII	1642-1645; 1650 -1654	97,78	0,766	0,012		0,022	0,0025	0,0107	0,0009	0,024	0,54	0,841				на устье
ВН-4	Нх-III-IV	2727-2740	91,04	3,26	1,28	0,004	0,839	0,986	0,439	0,258	0,138	0,002	0,22	1,53			на устье
ВН-4	Нх-III-IV	2760-2770	88,45	3,38	1,97	0,012	1,672	1,911	0,621	0,403	0,218		0,28	1,08			на устье
ВН-4	Нх-III-IV	2758-	88	3,22	1,55	0,013	1,452	2,106	1,312		0,26		0,36	1,73			В режиме ОПК
ВН-8	Нх-III-IV	2744-2754	90,31	2,015	1,586	0,011	0,618	0,791	0,381	0,28	0,271	0,008		3,46	0,01		на устье
ВН-8	Нх-III-IV	2744-2754	92,19	1,742	1,45	0,011	0,425	0,524	0,261	0,187	0,252	0,008		2,73	0,01		на устье

Таблица 1.8 - Свойства и состав пластовых вод Ванкорского месторождения

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	2	3
Пласты Дл-I-III		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1006,8-1011,0	1007,4
- в условиях пласта	-	1006,4
Вязкость воды в условиях пласта, мПа·с	-	1,2
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,002
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	3418,8-5000,6/148,7-217,1	4572,2/198,6
Ca ⁺²	108,4-707,2/5,4-35,3	422,7/21,1
Mg ⁺²	36,5-60,4/3-4,9	53,8/4,4
Cl ⁻	5390-9035,2/151,8-254,8	7815,0/220,3
HCO ₃ ⁻	237,9-335,5/3,9-5,5	291,2/4,8
CO ₃ ⁻²	15-18/0,5-0,6	18/0,6
SO ₄ ⁻²	1,2-37,4/0,03-0,8	10,5/0,2
NH ₄ ⁺	6,1-9,8/0,3-0,5	8,6/0,5
B ⁻	1,9-10	6,7
I ⁻	9,9-10,2/0,08	10/0,1
Br ⁻	25-33,9/0,3-0,4	31,5/0,4
Общая минерализация, г/л	9,3-15,1	13,2
Водородный показатель, pH	7-8	7,5
Жесткость общая, (мг-экв/л)	8,9-40,3	25,5
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	7(2)	
Пласты Як-III-VII		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1010,0-1011,0	1010,0
- в условиях пласта	-	1005,8
Вязкость воды в условиях пласта, мПа·с	-	0,8
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,007
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	5041-5559,4/218,1-240,8	5353,1/231,8
Ca ⁺²	391,6-694,4/19,5-34,6	539,4/26,9
Mg ⁺²	73,1-120,4/6,0-9,9	102,3/8,4
Cl ⁻	8366,4-9440,2/235,9-266,2	9080,4/256,1
HCO ₃ ⁻	97,6-451,4/1,6-7,4	315,2/5,2
CO ₃ ⁻²	-	-
SO ₄ ⁻²	0,8-4,9/0,02-0,1	2,9/0,1
NH ₄ ⁺	6,7-10,0/0,2-0,6	8/0,4
B ⁻	1,6-4,0	2,5
I ⁻	1,7-11,4/0,01-0,1	8,0/0,1

Продолжение таблицы 1.8

1	2	3
Общая минерализация, г/л	14,4-16,2	15,5
Водородный показатель, рН	7,1	7,1
Жесткость общая, (мг-экв/л)	28,9-44,5	35,2
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	4(3)	
Пласт НХ-I		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,9
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	997,5-1013,3	1004,0
- в условиях пласта	-	993,3
Вязкость воды в условиях пласта, мПа·с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,019
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	419,3-6069,0/18,2-263,9	3363,4/145,6
Ca ⁺²	60,1-693/2,7-34,5	446,4/22,3
Mg ⁺²	9,7-72,4/1,0-6,0	31,7/2,7
Cl ⁻	280-13860/86,8-302,4	6251,0/176,3
HCO ₃ ⁻	96-3062,2/1,6-50,2	585/9,7
CO ₃ ⁻²	-	-
SO ₄ ⁻²	12,3-130,0/0,3-2,7	55,4/1,5
NH ₄ ⁺	12,8-23,0/0,7-1,3	16,4/0,9
B ⁻	0,1-4,9	2,02
I ⁻	0,3-9,4/0,002-0,1	4,1/0,03
Br ⁻	39,9-45,2/0,5-0,6	42,4/0,5
Общая минерализация, г/л	1,6-16,2	13,1
Водородный показатель, рН	6,9-7,7	7,3
Жесткость общая, (мг-экв/л)	3,5-150,5	59,7
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	9(3)	
Пласты НХ-III-IV		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	3,1
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1001,3-1020,8	1007,6
- в условиях пласта	-	986,0
Вязкость воды в условиях пласта, мПа·с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,022
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	2461,9-6410,1/107,0-276,1	3740,4/161,6
Ca ⁺²	45,1-765,5/2,3-38,2	160,8/8,0
Mg ⁺²	3,7-75,9/0,3-6,2	31,4/2,6
Cl ⁻	3150-10680,6/88,8-3754,4	5523,9/155,7
HCO ₃ ⁻	214,0-3123,2/3,5-51,2	871,0/14,3
CO ₃ ⁻²	36-45/1,2-1,5	40,5/1,4
SO ₄ ⁻²	3,3-213,9/0,1-4,5	37,3/1,0
NH ₄ ⁺	1,7-17,5/0,1-0,9	8,7/0,4

1.5 Запасы нефти, газа, КИН

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов.

Сведения о запасах УВС принятых на государственный баланс в 2008 приведены в таблицах 1.9 – 1.11.

Таблица 1.9 - Состояние запасов нефти на 01.01.2009 г.

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т													
	утвержденные ГКЗ Роснедра					На государственном балансе								
	геологические		извлекаемые		КИН С1/С2, доли ед.	геологические		извлекаемые		КИН С1/С2, доли ед.	геологические		извлекаемые	
	A+B+C1	C2	A+B+C1	C2		A+B+C1	C2	A+B+C1	C2		A+B+C1	C2	A+B+C1	C2
Як-III-VII	518033	177709	239249	81416	0,462/0,458	518033	177709	239249	81416	0,462/0,458	518033	177709	239249	81416
НХ-I	71515	57660	26532	21389	0,371/0,371	71515	57660	26532	21389	0,371/0,371	71515	57660	26532	21389
НХ-III-IV	264528	102179	107626	41624	0,407/0,407	264528	102179	107626	41624	0,407/0,407	264528	102179	107626	41624
Сд-IX	5349	1792	1728	579	0,323/0,323	5349	1792	1728	579	0,323/0,323	5349	1792	1728	579
Всего по месторождению	859425	339340	375135	145008	0,436/0,427	859425	339340	375135	145008	0,436/0,427	859425	339340	375135	145008

Таблица 1.10 - Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок на 01.01.2009 г.

Объект	Утвержденные ГКЗ Роснедра		На государственном балансе			
	Начальные геологические запасы, млн.м ³		Начальные геологические запасы, млн.м ³		Текущие геологические запасы, млн.м ³	
	ABC1	C2	ABC1	C2	ABC1	C2
Свободный газ						
Дл-I-III	29 722	14 613	29 722	14 613	29 722	14 613
Як-I	1 580	279	1 580	279	1 580	279
Як-II	768	4 034	768	4 034	768	4 034
Всего по месторождению	32 070	18 926	32 070	18 926	32 070	18 926
Газ газовых шапок						
Як-III-VII	7 872	913	7 872	913	7 872	913
НХ-III-IV	36885	2587	36885	2587	36885	2587
Всего по месторождению	44 757	3 500	44 757	3 500	44 757	3 500

Таблица 1.11 - Состояние запасов конденсата на 01.01.2009 г.

Объект	Утвержденные ГКЗ Роснедра						На государственном балансе									
	Начальные геологические запасы, тыс.т		Начальные извлекаемые запасы, тыс.т		КИК, доли ед.		Начальные геологические запасы, тыс.т		Начальные извлекаемые запасы, тыс.т		КИК, доли ед.		Текущие извлекаемые запасы, тыс.т		Текущий КИК, доли ед.	
	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2
НХ-III-IV	-	8814	0	4848	-	0,550	-	8814	0	4848	-	0,550	0	0	-	-
Всего по месторождению	-	8814	0	4848	-	0,550	-	8814	0	4848	-	0,550	0	0	-	-

2. Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Ванкорское месторождение открыто в 1988 г, в промышленную разработку введено в 2009 г.

Основные проектные решения:

выделение 8 эксплуатационных объектов: двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазоконденсатного Нх-III-IV, двух газовых: Дл-I-III и Як-I (газовая шапка), двух нефтегазовых залежей Як-II и Як-I.

разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; газовых и нефтегазовых объектов на естественном режиме;

Максимальные проектные уровни:

добычи нефти и газоконденсата – 22000 тыс.т. (2014г.)

добычи газового конденсата – 314 тыс.т. (2014г.)

добычи жидкости – 70073 тыс.т. (2022г.)

закачки воды – 62665 тыс.м³ (2018г.)

закачка газа – 2500 млн.м³ (2019г.)

добычи свободного газа – 2341 млн.м³ (2017г.)

добычи газа из газовых шапок – 4452 млн.м³ (2016г.)

добычи растворённого газа – 2484 млн.м³ (2014г.)

использование растворённого газа – не менее 95% (2014г.)

Системы размещения скважин:

объект Сд-IX – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м;

объект Нх-I – однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м;

объект Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м;

объект Нх-III-IV – однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м;

объект Дл-I-III – избирательная схема размещения скважин с длиной горизонтального участка 300 м;

объект Як-I (газовая залежь) – избирательная схема размещения скважин, за счет перевода скважин с нижележащего объекта Як-III-VII.

объекты Як-I и Як-II – избирательная схема размещения скважин, за счет бурения БГС с нижележащего объекта Як-III-VII.

Общий проектный фонд скважин – 680, в т.ч. добывающих 378 (369 горизонтальных), нагнетательных – 188 (72 горизонтальных), газовых – 22, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10.

Накопленная добыча нефти – 493 154 тыс.т. Достижение КИН по месторождению по категории ВС1 – 0,434.

2.2 Анализ текущего состояния разработки

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть – Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV, Сд-IX, газ – Дл-I-III.

Дл-I-III

По состоянию на 01.01.2014 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1641 млн. м³. газа, при проектной – 1617 млн. м³. Действующий фонд добывающих скважин – 18 ед. (по проекту 18).

Данный объект используется в качестве регулятора поставок газа в Единую систему газоснабжения России ОАО «Газпром». Годовые отборы газа определяются в зависимости от добычи попутного 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.

Як-III-VII

По состоянию на 01.01.2014 г. из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 47 501 (по проекту 46 797) тыс.т нефти и 65 804 (по проекту 65106) тыс. т

жидкости, что составляет 67,5 % от общей добычи нефти по месторождению – 70 407 тыс. т. Накопленная закачка воды составила 56158 тыс. м³, накопленная компенсация отбора закачкой – 49%.

Годовой отбор от НИЗ составил 5,8 % (по проекту 5,5 %). Пробуренный фонд скважин 248 ед. соответствует проектному (248 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин ниже проектной и составляет 42 % (проект 43 %). Средний дебит нефти и жидкости равен 249 и 429 т/сут (проектный 232 и 408 т/сут).

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий фонд добывающих скважин составил 192 скважины (из них: 178 нефтяных и 14 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 51 скважина в нагнетании. Действующий фонд состоит из 186 скважин, оборудованных ЭЦН и 6 скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти механизированным фондом – 13 775 тыс. т, фонтанными скважинами – 529 тыс.т.

На 01.01 2014 г. средний коэффициент продуктивности равен 14,4 м³/сут./атм.

Нх-1

По состоянию на 01.01.2014г. из нефтяного объекта Нх-1 добыто 4337 (по проекту 4317) тыс.т нефти (отклонение + 0,5 %) и 4829 (по проекту 4787) тыс. т жидкости, что составляет 6,2 % от общей добычи нефти по месторождению – 70 407 тыс. т. Накопленная закачка воды составила 2 732 тыс. м³, компенсация отбора закачкой – 26%.

Годовой отбор от НИЗ составил 2.5 % (по проекту 2.4 %). Пробуренный фонд скважин 69 ед. соответствует проектному (69 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 21 % (проект 19 %). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 82 и 103 т/сут (проектные 76 и 93 т/сут).

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий фонд добывающих скважин составил 44 скважины (из них: 33 нефтяных и 11 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 22 скважины в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 53 тыс.т нефти, при ЭЦН – 1176,7 тыс.т нефти.

На 01.01.2014 г. средний коэффициент продуктивности равен 2,9 м³/сут/атм.

Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2014 г. из нефтегазоконденсатного объекта Нх-III-IV добыто 18 561 (по проекту 19 295) тыс.т нефти (отклонение на – 3,8 %) и 22 102 (по проекту 23 319) тыс. т жидкости, что составляет 27,4 % от общей добычи нефти по месторождению.

Годовой отбор от НИЗ составил 4 % (по проекту 5 %). Пробуренный фонд скважин 126 ед. превышает проектный (116 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин ниже проектной и составляет 26 % (проект 28 %). Средний дебит нефти и жидкости ниже проектных показателей 203 и 275 т/сут (проектные 232 и 321 т/сут).

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий фонд добывающих скважин составил 80 скважин (60 нефтяных и 20 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 29 скважин в нагнетании. Закачали 4688,1 тыс. м³воды, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 569 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 4010,8 тыс.т нефти, при ЭЦН – 1574,8 тыс.т нефти.

На 01.01.2014 г. средний коэффициент продуктивности равен 14,3 м³/сут./атм.

Сд-IX

Объект введен в разработку в 2013 году. По состоянию на 01.01.2014 г. из нефтегазового объекта Сд-IX добыто 8,3 (по проекту 9) тыс.т нефти (отклонение на – 7,8 %) и 15,3 (по проекту 16) тыс. т жидкости, что составляет - 4,4 % от общей добычи нефти по месторождению.

Отбор от НИЗ составил 0,36 % (по проекту 0,39 %). Пробуренный фонд скважин 2 ед. соответствует проектному (2 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин выше проектной и составляет 45,8 % (проект 44 %). Средний дебит нефти и жидкости ниже проектных показателей 23,2 и 42,7 т/сут (проектные 30/50 т/сут).

Действующий фонд добывающих скважин составил 2 ед., из них 2 скважины приходится на эксплуатацию с ЭЦН, система ППД отсутствует.

2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Ванкорского месторождения представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Сопоставление проектных и фактических технологических показателей добычи нефти Ванкорского месторождения за 2013 г.

№ п/п	Показатели	2013	
		проект	факт
1	Добыча нефти, тыс т.	21137	21127
2	Добыча конденсата, тыс. т.	295	313
3	Ввод новых доб. скважин, шт	94	102
4	Сред. сут. деб. неф. нов. скв., т/сут	199	179
5	Сред. число дней раб. нов. скв., дни	238	163
6	Средняя глубина новых скважин, тыс. м.	3.5	3.3
7	Фонд добывающих скважин на конец года, шт	326	336
8	Фонд механизированных скважин, шт	287	273
9	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	110	119
10	Средний дебит действ. скважин по жикости, т/сут	324.2	339.7
11	Средняя обводненность продукции действ. скважин	38	37
12	Средний дебит действ. скважин по нефти, т/сут	194	210.5
13	Средняя приемистость нагн. скважин, м ³ /сут	917	954
14	Добыча жидкости, всего, тыс. т.	34238.8	33785
15	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.064	0.064
16	Закачка рабочего агента. тыс. м ³ /год	29809	28426
17	Компенсация отбора: текущая, %	51	46
18	Добыча газа газовых шапок, млн. нм3/год	4115	3615
19	Добыча растворенного газа, млн. нм3/год	2493	2478
20	Использование попутного газа, млн. нм3/год	1754.9	182.8

За 2013 год добыто нефти и конденсата: 21 432 тыс. т (проект), 21 440 тыс. т (факт, отклонение + 0,04 %), и жидкости 34 239 тыс.т (проект) тыс.т, 33 785 тыс.т (факт, отклонение – 1,33 %), отклонение фактической годовой

добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 28 426 тыс. м³, обводненность – 38 % (компенсация текущая – 46 %). Действующий фонд добывающих скважин составил 318 ед. (из них: 273 нефтяных и 45 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 211 т/сут, по жидкости 340 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 102 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 954 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4592.7 тыс.т нефти, 16534.3 тыс.т нефти – ЭЦН.

Динамика основных показателей разработки представлена на рисунке 2.1.

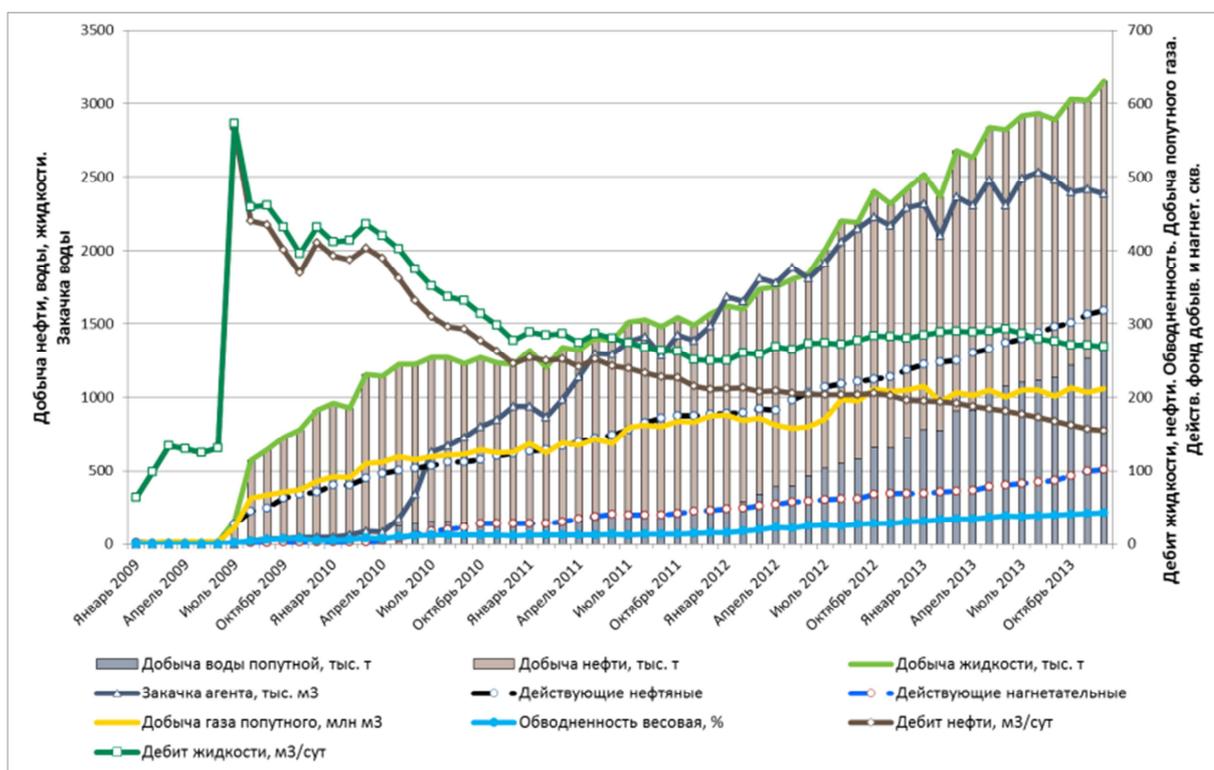


Рисунок 2.1 - Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

2.4 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2014 г. на Ванкорском месторождении пробурено 540 скважины, в т.ч. 291 добывающих, из которых 183 скважины на объект Як-

III-VII, 72 скважины на Нх-III-IV, 34 скважины – на Нх-I и 2 скважины на Сд-IX; 151 нагнетательных (65 – Як-III-VII, 53 – Нх-III-IV, 33 – Нх-I), 22 газовых – Дл-I-III и 76 водозаборных.

Подробная характеристика приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Сд-IX	Нс	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фонд добывающих скважин	Пробурено	183	72	34	0	2	0	291
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Всего	197	92	45	0	2	0	336
	В том числе:							
	Действующие, дающие нефть	192	80	44	0	2	0	318
	Из них фонтанные	6	36	1	0	0	0	43
	ЭЦН	186	44	43	0	2	0	275
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Бездействующие	1	0	0	0	0	0	1
	Наблюдательные	4	12	1	0	0	0	17
	Переведены под закачку	1	1	0	0	0	0	2
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	65	53	33	0	0	0	151
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего	66	54	33	0	0	0	153
	В том числе:							
	Под закачкой	51	29	22	0	0	0	102
	Наблюдательные	1	5	0	0	0	0	6
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2014 – 28 % (19 630 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 72 % (50 776 тыс. т) – за счет ЭЦН, в том числе из нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть – 9 757 тыс.т нефти.

Сравнение фонда скважин по дебиту и обводненности представлено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
1	2	3	4	5
Як-III-VII				
<300	61	14	11	27
300-500	9	7	7	3
500-700	3	6	3	-
>700	1	2	-	-
Нх-I				
<100	26	3	3	4
1	2	3	4	5
100-200	6	-	-	-
200-300	-	-	1	-
>300	-	1	-	-
Нх-III-IV				
<200	15	12	3	14
200-400	25	2	4	-
400-600	3	2	-	-
>600	1	-	-	-

2.5 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти

Ванкорское месторождение находится на третьей стадии разработки. Интенсивно ведется эксплуатационное бурение, в связи с этим, основным геолого-технологическим мероприятием является ввод новых горизонтальных скважин.

Из мероприятий направленных на интенсификацию притока на Ванкорском месторождении осуществлялся гидроразрыв пласта (ГРП), а также мероприятия по оптимизации работы добывающих скважин (оптимизация работы внутрискважинного оборудования). Обработки призабойной зоны добывающих скважин не проводились по причине технологической сложности проведения поинтервальных обработок в горизонтальной секции скважины длиной 1000 м.

Так как месторождение находится на третьей стадии разработки крупномасштабные мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов не

проводились, однако основное запланированное мероприятие направленное на увеличение выработки нефти – зарезка боковых горизонтальных стволов (ЗБС). Операции по воздействию на пласт химическими реагентами не осуществлялись.

Гидравлический разрыв пласта:

Так как запасы нефти на объектах Як-III-VII и Нх-III-IV являются контактными, проведение операции ГРП на данных пластах приведет к ускоренному прорыву подошвенной воды либо газа газовой шапки. Таким образом проведение операции ГРП возможно лишь на объекте Нх-I с краевой водой.

По состоянию на 01.01.2014 на Ванкорском месторождении было проведено 7 операций ГРП на горизонтальных скважинах. Из них: 2 одностадийных ГРП в скважинах, пребывавших в работе и 5 многостадийных (от 3 до 6 стадий) ГРП на скважинах, вводимых из бурения.

При оценке дополнительной добычи данных скважин можно говорить о минимальном двукратном превышении накопленной добычи нефти над добычей без проведения мероприятий по ГРП. Однако на текущий момент не представляется возможным корректно оценить эффективность мероприятий ГРП в связи с невозможностью прогнозирования изменения обводненности, что связано с высокими значениями обводненности, полученными при запуске скважин возможно за счет вовлечения в добычу связанной воды нижних изолированных пропластков пласта Нх-I. Кроме этого, не до конца изучено влияние трещин ГРП на риски прорывов воды от нагнетательных скважин по причине еще не оконченого процесса формирования системы ППД и относительно небольших объемов закачки.

2.6 Анализ выработки запасов нефти

Исходя из анализа выработки запасов можно отметить следующее:

по объекту Як-III-VII выработка запасов идет равномерно, области, не затронутые фильтрацией за счет геологических особенностей пласта, вовлекаются в добычу при помощи скважин уплотняющего фонда;

по объекту Нх-I не вырабатывается значительная часть запасов, сосредоточенная в низкопроницаемой зоне коллектора, базовым фондом вовлечь в работу данную зону невозможно, необходимо проведение дополнительных испытаний операции многостадийного ГРП с целью установления причин роста обводненности на скважинах после проведения операции;

по объекту Нх-III-IV не вовлечен в разработку пропласток Нх-III с пониженной проницаемостью, для вовлечения его в разработку необходимо бурение горизонтальных скважин, вскрывающих только данный пропласток.

2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Объект Як-III-VII

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

Основные выводы по объекту Як-III-VII:

- велика вероятность снижения объема газовой шапки и сопутствующая потеря запасов подвижной нефти, необходимо провести замеры давления в ГШ и контролировать уровень ГНК во времени, провести мероприятия по ограничению добычи газа из ГШ, рассмотреть варианты барьерного заводнения в ГШ;
- текущего фонда нагнетательных скважин недостаточно для компенсации отборов жидкости, необходим перевод части добывающих скважин в

нагнетание либо бурение дополнительного фонда нагнетательных скважин;

- массовое наличие трещин авто-ГРП на нагнетательном фонде приводит к неэффективному вертикальному вытеснению запасов нефти, необходимо рассмотреть мероприятия по выравниванию профиля притока (ОРЗ, закачка гелей).

Объект Нх-І

Объект разработки Нх-І является залежью с газовой шапкой, однорядной схемой размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м.

Основные выводы по объекту Нх-І:

- значительное снижение пластового давления обусловлено длительным процессом формирования системы ППД, однако фонд нагнетательных скважин разбурен и уровень компенсации отборов растет.
- значительная часть геологических запасов не вовлечена в разработку, так как находится в области пласта с крайне низкими ФЕС. Вовлечь эти запасы в разработку возможно лишь с применением операции ГРП, однако при проведении пробных операций ГРП возникла проблема с высвобождением воды из вскрытых трещинами пропластков и, как следствие, значительный рост обводненности скважин. Кроме этого, наличие трещин ГРП на добывающих скважинах повышает риски прорыва воды от нагнетательных скважин, так как сетка не ориентирована по направлению развития трещин и все созданные трещины направлены в сторону нагнетательных скважин.

Объект Нх-ІІІ-ІV

Объект разработки Нх-ІІІ-ІV является нефтегазоконденсатной залежью с краевой водой, однорядной схемой размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м. с уплотняющим бурением.

Основные выводы по объекту Нх-ІІІ-ІV:

- значительное снижение пластового давления обусловлено не законченным процессом формирования системы ППД на севере залежи, в 2014 году был запланирован перевод из отработки на нефть в нагнетание скважин внутриконтурного заводнения, так как приконтурное заводнение недостаточно эффективно поддерживает пластовое давление. Закачка газа в газовую шапку на юге залежи должна была осуществляться с конца 2012 г., однако по причине задержки строительства и ввода объектов наземной инфраструктуры она была отложена и началась лишь в октябре 2013 года, что сильно повлияло на уровень компенсации в подгазовой зоне пласта;
- значительная часть геологических запасов не вовлечена в разработку, так как находится в зоне пласта с крайне низкими ФЕС. Вовлечь эти запасы в разработку возможно лишь разбуриванием горизонтальных скважин, вскрывающих только пласт Нх-III и применением компоновок ОРЗ в нагнетательных скважинах с целью контроля процесса вытеснения.

3. Методы борьбы с обводнением продуктивных пластов при заводнении

Неоднородность продуктивных пластов по проницаемости является причиной того, что закачиваемая для поддержания пластового давления вода проходит по наиболее проницаемым пропласткам и слоям, оставляя таким образом невыработанными пласты с меньшей проницаемостью. Разработка продуктивных горизонтов системой скважин в условиях пластов с неоднородностью приводит к образованию застойных зон между скважинами (в высокопродуктивных пластах в том числе), обусловливаемому распределением давления в скважинах и гидродинамическими особенностями процессов вытеснения. В таких условиях разработки залежей повышение эффективности эксплуатации скважин возможно при значительном снижении проницаемости высокопроницаемых промытых зон пласта и направлении закачиваемой воды в низкопроницаемые слои, а также перераспределении поля давлений для охвата процессом заводнения застойных участков пласта.

Для данных целей разработаны и совершенствуются технологии, способствующие выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин. Блокирование высокопроницаемых интервалов пласта возможно на основе применения широкого круга реагентов: осадкообразующих, полимерных и пенных систем, гидрофобизаторов, резиновой крошки, древесной муки и других.

Кроме выравнивания профиля закачки, отдельным вопросом становится вопросом об изоляции обводнившихся интервалов добывающих скважин. Совместное решение этих задач (контроль профиля приемистости нагнетательных скважин и изоляция интервалов притока воды в добывающих скважинах) позволит значительно повысить эффективность разработки месторождения.

3.1 Контроль закачки: технологии на основе геле- и осадкообразующих композиций

К данной группе относятся технологии, основанные на использовании:

1) ПАА со сшивателем;

Закачка сшитых полимерных систем (СПС). Технология заключается в последовательной закачке растворов медленно сшивающихся составов с различной концентрацией, которые способны проникать в глубь пласта на значительные расстояния и создавать в пласте потокоотклоняющие экраны. Сшитые полимерные системы образуются в результате химической реакции сшивки макромолекул полимера в водном растворе с помощью сшивателей. СПС состоят из полимерного раствора (ПАА), раствора сшивателя (ацетат хрома) и растворителя (вода). Областью эффективного применения данной технологии являются залежи, заводняемые пресной, пластовой, подтоварной водой, представленные коллекторами любого типа с проницаемостью от 0,02 до 2 и более Д, с температурой прискважинной зоны не более 80 °С[1,2,3].

Система «Темпоскрин» получается путём добавления к водным системам 0,1-1% реагента «Темпоскрин». Данная технология предусматривает два разных способа введения гелей в пласт: синтез геля непосредственно в пласте и закачка геля в пласт. Дисперсная структура геля «Темпоскрин», который состоит из мелких гелевых частиц размерами 0,2-4мм, обуславливает высокую подвижность и проникающую способность по отношению к трещинам и крупным порам. В то же время, гель не поступает в низкопроницаемые участки пласта по причине того, что гелевые частицы меньше пор таких пород, т.е. обеспечивается селективное действие гелевой системы. Данную технологию можно применять на месторождениях нефти, которые обладают толщиной пласта от 3 до 100 метров, проницаемостью от 100 до 5000 мД, пористостью более 16%, температурой пласта не более 85 °С, обводнённостью от 40 до 98%.

Высокая рентабельность технологии "Темпоскрин-Люкс" обеспечивает быструю окупаемость первоначальных затрат[4,5].

Технология ГОС (ВУС) заключается в закачке по системе нагнетательных скважин в пласт оторочки сшитого ПАА с добавкой многофункционального поверхностно-активного вещества (ПАВ). Характеристикой данной технологии является селективное проникновение в водонасыщенную часть продуктивного горизонта. Происходит более глубокое проникновение состава в зоны с повышенной проницаемостью из-за повышения сопротивления течения раствора полиакриламида при уменьшении проницаемости среды, осуществляется закупорка промытых поровых каналов и дополнительный отмыв нефти ПАВ из низкопроницаемых пропластков. Состав композиций, применяющихся при данной технологии, представлен вязкоупругими составами на основе растворов полиакриламида, ацетата хрома, неионогенно-анионных ПАВ (МР-10) и гелеобразующими составами на основе ПАА, ацетата хрома и МР-10 с увеличенной концентрацией полимера и сшивателя. Областью эффективного применения рассматриваемой технологии является средняя проницаемость коллектора не менее 40 мД, зональная и слоистая неоднородность пласта (коэффициент расчленённости составляет от 1 до 5, песчаности – 0,5 – 1), приемистость нагнетательной скважины от 350-1000 м³/сут, средняя обводнённость окружающих добывающих скважин 60 – 97%, средний дебит жидкости добывающих скважин – 25-150 м³/сут. На 1 метр эффективной толщины пласта приходится 3-4 м³ ВУС. Успешность операций составляет 40-60% при дополнительной добыче 1,3-3 тысячи тонн. Другой разновидностью вязкоупругих систем является состав, разработанный «Гипрвостокнефть» и представляет собой водный раствор высокомолекулярного гидролизованного ПАА и ацетата хрома[6,7,8,9].

ПГС «Ритин-10» получают путём затворения реагента на пресной воде. Реагент «Ритин-10» является полиакриламидом, который обработан специальным образом. В состав ПГС также входит карбоксилметицеллюлоза. При попадании в пласт полимер-гелевая система создаёт дополнительное

сопротивление, в результате чего закачиваемая вода распределяется по менее проницаемым интервалам, что приводит к выравниванию профиля закачки и вовлечению в разработку слабодренлируемых пропластков и, как следствие, увеличению коэффициента нефтеизвлечения. Высокая степень минерализации вод может привести к значительному снижению эффективности действия рассматриваемого реагента.

2) кремнийорганических соединений;

Применяется технология СПГ, сущность которой заключается в том, что осуществляется последовательная закачка водного раствора силиката натрия с добавлением полимеров и соляной кислоты, которые оторочками воды продавливаются в продуктивный пласт. При взаимодействии жидкого стекла (силикат натрия) с кислыми агентами происходит выделение кремниевой кислоты, которая образует соль, со временем переходящую в гель, служащий водоизолирующим материалом в обводнённых высокопроницаемых пропластках. Основными компонентами технологии являются силикат натрия, соляная кислота (HCl) и полиакриламид, добавление которого способствует большей устойчивости и стабилизации геля в пластовых условиях. Эффективное применение данной технологии возможно в обводнённых участках залежи, имеющих слоисто-неоднородные пласты, в пластах с аномально высокопроницаемыми пропластками, при этом средняя обводнённость окружающих добывающих скважин должна составлять 60-97%, средний дебит жидкости добывающих скважин – 25 – 150 м³/сут.

Существуют также технологии, связанные с закачкой 0,1-15% полифункциональных кремнийорганических соединений (эфиры ортокремниевой кислоты, органоалкокси(хлор)силоксаны и их смеси) и 85-99,9% органических растворителей, в качестве которых могут использоваться нефтепродукты, спирты, простые эфиры или их смеси (технологии АКОР).

3) водорастворимых полиэлектролитов;

Технология «Гипан α+» заключается в применении двухкомпонентной

системы на основе реагента «Гипан α+» марок А (жидкая форма) и Б (порошок) и алюмохлорида. Сущность технологии заключается в образовании гелеобразного осадка при взаимодействии макромолекул полиакрилонитрила с ионами алюминия или кальция (соли алюмохлоридов, кальция хлористого). Возможно применение наполнителей – мела и глинопорошка. Технологическими преимуществами состава являются его стабильность и устойчивость во времени, состав не зависит от пластовой температуры и минерализации воды. Рекомендуется применение на скважинах с приёмистостью 300-500 м³/сут. Успешность использования гипана в значительной степени зависят от концентрации солей в пластовой воде. При концентрации солей менее 160 г/л эффективность изоляции гипаном резко падает. Применение гипана возможно только при высокой минерализации пластовой воды [10,11,12].

На рисунке 3.1 представлен результат обработки скважин по технологии «Гипан α+».

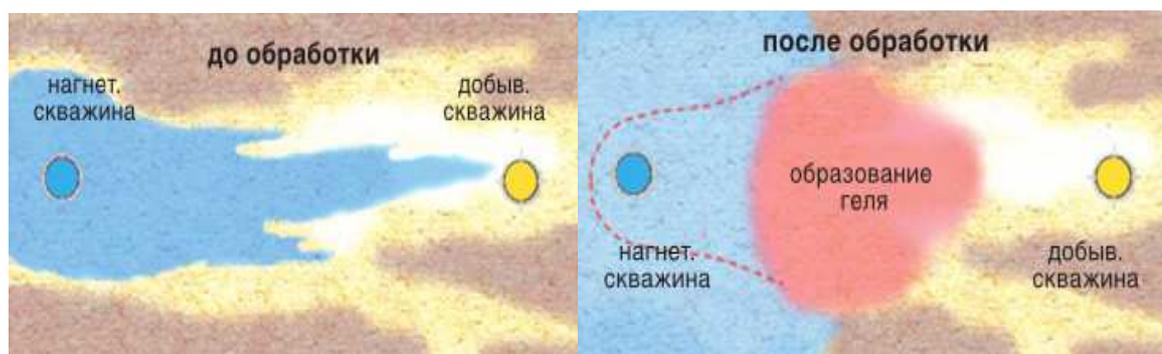


Рисунок 3.1 – Результат обработки скважин по технологии «Гипан α+»

Технология с применением ВПК-402 – синтетического органического высококатионного полимера предполагает закачку раствора полидиметилдиаллиламмония хлорида (ПДМДААХ, техническая марка ВПК-402) 1-5 мас.% и раствора лигносульфоната - 17-30 мас.%.

4) биополимера и композиций на его основе;

Раствор биополимера с концентрацией от 5 до 20% является базовым элементом композиций, которые используются для выравнивания профиля закачки нагнетательных скважин и регулирования структуры фильтрационных

потоков в продуктивном пласте. Данный раствор приготавливается в пресной воде, возможно использование подтоварной (технической) воды, минерализация которой составляет не более 20 г/л. Применяется в поровых коллекторах с обводнённостью продукции не менее 50%, проницаемостью от 0,01 до 2 Д, пластовой температурой менее 120 °С[13,14].

5) термогелеобразующих композиций.

Технология с применением термотропного состава РВ-ЗП-1 позволяет уменьшить непроизводительную закачку в системе поддержания пластового давления за счёт выравнивания профиля закачки и увеличения охвата пластов заводнением. Термотропный состав РВ-ЗП-1 имеет две товарные формы: жидкую РВ-ЗП-1 и сухую РВ-ЗП-1 «МС». Данный состав испытывает химическое превращение при повышенной температуре с образованием геля гидрата оксида алюминия. Отличительными особенностями РВ-ЗП-1 являются возможность применения в продуктивных горизонтах с большим интервалом пластовых температур – 70 – 120 ° С, возможность применения в низкопроницаемых коллекторах, экологическая безопасность по причине отсутствия органических составляющих, низкая температура застывания рабочего раствора (технология применима в зимних условиях). Удельная технологическая эффективность составляет свыше 1400 тонн дополнительной добычи на 1 скважино-обработку (данная технология в настоящее время применяется в промышленных масштабах на месторождениях Западной Сибири с низкопроницаемыми терригенными коллекторами)[15].

ГОС «Галка» - это маловязкие растворы с рН = 2,5 - 3, которые содержат соль алюминия, карбамид и добавки, которые улучшают их технологические параметры. В пласте происходит образование аммиака и углекислого газа за счет гидролиза карбамида, что приводит к повышению рН раствора, после чего при рН = 3,8 – 4,2 наблюдается мгновенное образование гидроксида алюминия во всём объёме раствора. Неорганические гелеобразующие составы «Галка» обладают уникальной способностью выдерживать температуры до 300 – 350 °С, что позволяет применять их для при разработке залежей с высоковязкими

нефтями, которые охвачены паротепловым воздействием, кроме того вследствие гомогенности и низкой вязкости закачиваемых водных растворов ГОС применимы в низкопроницаемых коллекторах.

3.2 Контроль закачки: технологии на основе микроэмульсионных систем

Потокоотклоняющая технология с применением ЭСС состоит в закачке в пласт оторочки эмульсионного состава на основе эмульгатора (с добавкой стабилизатора эмульсий). Данная технология предусматривает селективную изоляцию промытых участков, позволяет отмывать остаточную плёночную нефть и подключает в разработку низкопроницаемые пропластки, что в итоге приводит к увеличению нефтеотдачи и выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин. ЭСС состоит из эмульгатора (Синол ЭМ, Ринго ЭМ, Эм-1, Алдинол-10), хлористого кальция, стабилизатора (СТ-4) и нефти [16]. Внешняя фаза таких эмульсий представлена углеводородами, что является причиной солубилизации остаточной нефти и создания зоны с повышенным содержанием нефти на фронте вытеснения, перемещаемой к добывающим скважинам. Некоторые компоненты ЭСС адсорбируются на поверхности породы, гидрофобизируют её и снижают фазовую проницаемость воды в промытых высокопроницаемых зонах пласта, что способствует перераспределению фильтрационных потоков и ограничению притока воды в добывающие скважины. Критериями подбора скважин для эмульсионного воздействия являются зональная и слоистая неоднородность пласта с коэффициентом расчленённости 1 – 5 и коэффициентом песчаности 0,5 – 1, приёмистость 200 – 450 м³/сут при 100 атм, герметичность эксплуатационной колонны, обводнённость реагирующих добывающих скважин от 35 до 97%, дебит жидкости добывающих скважин 10 – 100 м³/сут, герметичность эксплуатационной колонны, исправно работающая арматура нагнетательной

скважины. Технология ЭСС является нейтральной по отношению к коррозии, скорости солеотложений, не оказывает существенного влияния на процесс нефтеподготовки.

Технология «Нефтенол»[17]. Применение данной технологии приводит к увеличению охвата пласта по толщине и выравниваю профиля закачки, доотмыву остаточной нефти, снижению обводнённости продукции добывающих скважин. Состав, применяемый в технологии, представляет собой многокомпонентную систему, которая содержит углеводородную фазу (ШФЛУ, стабильный бензин и т.п.), эмульгатор «Нефтенол» (до 4%), причем эмульгатор дополнительно содержит модифицированную коллоидную твёрдую фазу и гидрофобизатор (хлорид кальция), воду. Условиями применения данной технологии является обводнённость добывающих реагирующих скважин от 40 до 80 %, проницаемость продуктивных пластов от 50 до 250 мД, пластовая температура не более 100 °С, неоднородность коллектора 2 – 10.

3.3 Контроль закачки: технологии на основе полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем

Технология ВДС основана на использовании двух дисперсных материалов: древесной муки и глинопорошка[18]. Основной компонент, за счёт которого проявляется эффект перераспределения фильтрационных потоков, - древесная мука, представляющая собой продукт сухого измельчения (разлома) древесины. В зависимости от марки древесная мука содержит частицы диаметром от нескольких до сотен микрон. Они имеют высокоразвитую поверхность и пористость, образованную за счёт пустот межволоконных пространств. На их поверхности расположены тончайшие волокнистые ответвления (фибриллы), которые обуславливают способность древесной муки структурироваться с другими дисперсными частицами за счёт сил физического взаимодействия. Вследствие наличия большого объёма межволоконных

пространств – пустот, энергично впитывающих воду, древесная мука способна к набуханию, в основном к внутреннему и развивает значительное давление набухания, проявляя эффект расклинивающего действия, что особенно важно в условиях пористых сред. Благодаря указанным свойствам древесная мука в поровом пространстве промытых водой зон пласта в контакте с глиной или поверхностью пор породы образует волокнисто-дисперсную структурированную систему, которая способна существенно увеличить фильтрационное сопротивление высокопроницаемы зон продуктивного пласта. Древесная мука (ДМ) нагнетается в пласт в виде водной суспензии. Древесная мука не подвергается деструкции (таким образом эффект сохраняется в течение продолжительного времени), является экологически чистой, производство данного материала основано на использовании ресурсобеспеченных материалов. Технология с применением волокнисто-дисперсных систем является эффективной при любой минерализации и температуре пластовых вод, применима в терригенных и карбонатных коллекторах. Недопустимо применение технологии ВДС на нагнетательных скважинах с приёмистостью менее $400 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На основе ВДС разработана технология, которая базируется на создании протяженного водоизолирующего экрана из ВДС с последующим его закреплением полимерной дисперсно-наполненной системой (ПДНС) на основе ПАА, хромового сшивателя (ацетат хрома) и наполнителя – древесной муки и воды [19]. В ПДНС древесная мука, выполняющая функции активного наполнителя, вступает в межмолекулярное взаимодействие с полимером за счет образуемых водородных связей и электрофизических сил. По причине того, что время набухания древесной муки в воде меньше или сопоставимо с временем гелеобразования, полученная пространственно-сшитая сетка из макромолекул ПАА лишена внутренних перенапряжений в своей структуре и обладает повышенными структурно-механическими свойствами.

Технология ПДС [20,21,22]. Основным компонентом полимер-дисперсной системы являются неионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и

дисперсные частицы глины. Причиной флокуляции является адсорбция макромолекул или ассоциатов макромолекул на нескольких твёрдых частицах и образование мостиков, связывающих частицы. Наиболее простые ПДС представляют собой комбинации из полиакриламида и бентонитовой глины, которая служит наполнителем, что приводит к уменьшению количества закачиваемого полимера с сохранением размеров образующегося гелевого экрана. Снижение количества закачиваемого полиакриламида делает технологию ПДС экономически более привлекательной по сравнению с полимерным заводнением. С целью улучшения работы ПДС в различных геолого-промысловых условиях разработаны различные модификации полимер-дисперсных систем с дополнительными реагентами: ПДС-ПАВ, ПДС с карбонатом натрия, ПДС-алюмохлорид, ПДС с хлористым кальцием и другие. Кроме ПАА в системах ПДС предложено применять полиоксиэтилен, КМЦ, полимер ВПК-402, простые эфиры целлюлозы, а также модифицировать добавками щелочных реагентов: щелочными стоками производства капролактама, триполифосфатом, карбонатом и гидроксидом натрия. Технология ПДС может быть реализована на месторождениях нефти, продуктивные пласты которых имеют среднюю абсолютную проницаемость от 0,10 до 2 Д и более, глубину залегания до 2700 м, начальную пластовую температуру до 70 °С, обводненность добываемой продукции скважин до 99%. Благоприятными объектами для применения технологии закачки ПДС являются терригенные коллекторы, которые характеризуются высокой неоднородностью. Технологии ПДС и ВДС показывают высокую эффективность в промысловых условиях. Кроме того, широкому распространению данных технологий способствует доступность и низкая цена основного компонента – глинопорошка.

Существует ещё одна дисперсная система на основе резиновой крошки. Данные составы предназначены для блокирования крупных промытых зон пласта, перераспределения фильтрационных потоков и увеличения зоны охвата пласта заводнением. К преимуществам технологии на основе резиновой крошки

можно отнести дешевизну исходных реагентов, которые являются отходами резинотехнической промышленности и нефтепереработки. Составы применимы в различных геолого-промысловых условиях и при достаточно широком диапазоне температур. Одним из вариантов предусмотрено получение резиновой крошки с размером частиц от 2 до 15 мм из отходов резины марки 308, 346, 350 и т.п. Перед закачкой в пласт резиновую крошку смешивают с моторными отработанными маслами, маслами индустриальными отработанными или смесью нефтепродуктов отработанных, регламентированных ГОСТ 21046-86 и нефтью. Выдерживание и перемешивание полученной смеси приводит к набуханию резиновой крошки и приобретению ею эластичных свойств. Состав на основе резиновой крошки продавливается в пласт водой[23,24,25].

3.4 Контроль закачки: выбор технологий для геолого-физических условий Ванкорского НГКМ

Выбор предлагаемого к внедрению метода воздействия на ПЗП происходит на основе геолого-физических характеристик продуктивных пластов и существующих для каждого метода критериев его эффективного применения.

В таблицу 3.1 сведём основные критерии применимости различных технологий выравнивания профиля закачки нагнетательных скважин, освещённых в предыдущих разделах, для конкретных геолого-физических характеристик коллекторов.

Таблица 3.1 – Критерии применимости ПОТ

Технология	Параметр							
	Тип коллектора	$h_{эф}$, м	k, мД	Глинистость, %	S_n (нач), %	n_b (тек), %	μ , мПа·с	$t_{пл}$, °С
На основе ПАА	Поровый	От 4	3 -2000	До 15	От 35	40-90	1-50	До 80
На основе водорастворимых поликатионитов	Поровый	От 6	100 - 600	До 15	От 40	От 60	1-40	До 120
На основе поликатионитов	Поровый	От 6	5 -1000	До 20	От 40	От 50	1-50	До 120
На основе термогелеобразующих реагентов	Поровый	От 3	5 - 600	До 15	От 30	От 50	1-40	От 70
На основе ПДС и ВДС	Поровый, трещинный	От 6	150 - 6000	До 25	От 40	От 60	1-50	До 80
На основе обратных эмульсий	Поровый	От 4	30 -100	До 20	От 45	От 50	1-50	До 80
На основе неорганических и органических соединений кремния	Поровый, трещинный	От 4	5 - 600	До 25	От 35	От 60	1-50	До 200
На основе биополимеров	Поровый	От 4	10 - 2000	До 20	От 40	От 50	1-50	До 120

Учтём также опыт промышленного применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении, которое обладает схожими геолого-физическими характеристиками. Для кольматации системы трещин и суперколлекторов применяются крупнодисперсные системы (волокнисто-дисперсные составы на основе древесной муки и глинопорошка, эмульсионно-дисперсный состав, лигносодержащий дисперсный моющий состав и др.), при этом объемы закачек дисперсной фазы, как правило, не превышают 1500 м³. Для изоляции мелких трещин и высокопроницаемых интервалов коллектора, промытых водой применяются осадкообразующие составы (на основе жидкого стекла, хлористого кальция и хлористого натрия; на основе сернокислого натрия, хлористого кальция и моющего дисперсного состава; на основе сернокислого алюминия, хлористого кальция и

кальцинированной соды и др.). Широкое применение на данном месторождении нашла технология ПДС, в качестве реагентов в которой использовался ПАА марки РДА-1030 и бентонитовый глинопорошок. Применяемые дисперсные и осадкообразующие составы обеспечивают прирост добычи нефти до 300 т на 1 т товарного реагента. Для создания слабопроницаемых блокад в системе промытых водой интервалов пласта применяются полимердисперсные системы и гелеобразующие композиции. На Самотлорском месторождении применяются ПДС на основе ПАА, силиката натрия и сшивателя; на основе ПАА, ЩСПК и сшивателя; на основе ПАА, силиката натрия и хлорида кальция. Эффективность применения таких композиций составляет 430 т дополнительно добытой нефти на 1 т товарного реагента или 4,3 тыс.т на одну скважинообработку. Также применяются вязкоупругие гели на основе биополимеров, ПАА и гели на основе силиката натрия. Эффективность применения вязкоупругих гелевых композиций составляет 340 т дополнительно добытой нефти на 1 т товарного реагента или 4,7 тыс.т на одну скважинообработку.

Опыт применения волокнисто-дисперсных систем на месторождениях Западной Сибири показывает, что после обработки происходит уменьшение обводнённости продукции в среднем на 7%, увеличение КИН с 0,25 до 0,31. Успешность обработок составляет 90%, эффективность применения ВДС составляет в среднем 4,8 тысяч тонн дополнительной добычи нефти на одну скважинообработку. Продолжительность технологического эффекта составляет до 40 месяцев.

Анализируя опыт применения ПОТ на Самотлорском месторождении и сопоставляя их с геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов Ванкорского месторождения, представленными в разделе 1, сделаем вывод, что на высокопроницаемых участках и участках суперколлектора (Залежь 3, Залежь 5) предпочтительно применение дисперсных составов ПДС, ВДС; на промытых участках средней проницаемости можно применять геле- и осадкообразующие составы (ВУС, «Темпоскрин»), кремнийорганические

соединения, составы на основе жидкого стекла, составы на основе биополимеров, композиции на основе полимера Гивпан, ВПК-402, обратных эмульсий. Стоит отметить, что кремнийорганические составы могут быть ограничены в применении, поскольку кремнийорганические соединения имеют высокую стоимость, также может быть ограничено применение составов на основе ПАА, поскольку происходит его поставка по импорту.

3.5 Добывающие скважины: изоляция интервалов притока воды

С целью определения стратегии мероприятий по ограничению водопритока из сформированных конусов подошвенной были рассмотрены технологии селективной и неселективной обработки ПЗП в горизонтальных скважинах.

Селективные

Используются тампонирующие составы, которые будучи закачанными в пласт, избирательно образуют изолирующие экраны, кольматируют поры и снижают проницаемость участков коллекторов только в водонасыщенных зонах:

- цементные растворы на углеводородной основе;
- гомогенные углеводородные системы(растворы парафина, нефть, мазут, их смеси, дизельное топливо);
- гидрофобизаторы (ПАВ, мылонафты);
- полимерные суспензии;
- водные и органические растворы полимеров(латекса, гидролизованного полиакриламида, гидролизованного полиакрилонитрина – гипана, кремнийорганические соединения);
- Газожидкостные системы (двухфазные и трехфазные пены).

Анализ селективных методов показал, что на Ванкорском месторождении применимы технологии закачки гидрофобизаторов и водных либо органических растворов полимеров. Технология закачки гидрофобизаторов дает непродолжительный эффект в условиях значительных отборов, что

исключает ее применение на данном этапе разработки. Использование кремнийорганических растворов полимеров удовлетворяет необходимым геолого-техническим требованиям:

- при обработке водоносного интервала химический состав блокирует проницаемые капилляры;
- в нефтяной части происходит гидрофобизация коллектора, что увеличивает подвижность нефти.

Неселективные

Требуется строгое выделение обводнённых пропластков и их направленное тампонирующее. Применение неселективных технологий требует детальной информации об интервалах прорыва воды с целью их последующей полной изоляции. Так как скважины пласта Як 3-7 эксплуатируются с УЭЦН, проведение ПГИ и выделение интервала обводнения на текущий момент не возможно. Рассматривать технологию целесообразно после получения успешного результата испытаний ПГИ при освоении струйным насосом. Альтернативным вариантом проверки применимости методов неселективных методов может стать изоляция прорывов газа в фонтанирующих скважинах

4. Экономическое обоснование внедрения технологий

Оценка экономической эффективности и выбор на ее основе скважин для проведения ГТМ без учета фактических затрат на добычу нефти из них может привести к неправильным выводам. Как известно, себестоимость добычи 1 т нефти определяется дебитом скважины и обводненностью добываемой продукции. С ростом обводненности и снижением дебита растет себестоимость добычи 1 т нефти. Интенсификация добычи нефти на скважинах с высокой себестоимостью может оказаться экономически нецелесообразной. В каждом конкретном случае при выявлении скважин для проведения геолого-технических мероприятий необходимо руководствоваться окупаемостью затрат эффектом от результата этого мероприятия. Для определения целесообразности проведения изоляции водопритока необходимо экономическое обоснование эффективности данных мероприятий. Исходные данные представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Цена работы бригады КРС и аренда техники

Статья	Затраты
Продолжительность ремонта скважины, ч.	120
Цена одной тонны нефти,руб/т	21000
Часовая тарифная ставка, руб/час:	
- Бурильщик 6 разряда;	48,1
- Пом. Бурильщика 5;	39,2
- Мастер (оклад, руб);	3780
- Бригада подг. Сква.	52,23
Премиальный коэффициент по действующему положению, Кп	1,4
Районный коэффициент, Кр	1,15
Ставка единого социального налога,%	26,2
Премия, %	40
Время работы, ч.:	
- ЦА-320;	48
- А-50	48
Затраты на эксплуатацию,руб/ч.:	
- ЦА-320;	241,83
- А-50	380,1

Показателем экономической эффективности мероприятия является экономический эффект от проведения изоляции. Он определяется как превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой совокупных затрат ресурсов:

$$\text{Эмер} = \text{Рмер} - \text{Змер} \quad (1)$$

Стоимостная оценка результата базируется на технологическом режиме, по мероприятию, связанному с увеличением добычи, равна:

$$\text{Рмер} = \Delta Q \cdot \text{Ц} \quad (2)$$

где: ΔQ – прирост добычи нефти, тыс.т.;

Ц – цена нефти за расчетный период, тыс. руб./т.

Стоимостная оценка затрат определяется по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{обр}} \cdot N_{\text{обр}} + Z_{\text{доп}}, \quad (3)$$

где $Z_{\text{обр}}$ – затраты на проведение одной обработки скважин, руб;

$N_{\text{обр}}$ – количество обработок скважин реагентом, шт;

$Z_{\text{доп}}$ – затраты на дополнительную добычу нефти, руб.

Затраты на проведение мероприятия складываются из расходов на заработную плату работников, занятых в обработке $Z_{\text{зп}}$, отчислений на социальное страхование $Z_{\text{соц}}$, материальных расходов на покупку раствора и пресной воды $Z_{\text{мат}}$, расходов на специально привлеченный транспорт $Z_{\text{тр}}$, геофизических $Z_{\text{геоф}}$ и цеховых расходов $Z_{\text{цех}}$:

$$Z_{\text{обр}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{тр}} + Z_{\text{геоф}} + Z_{\text{цех}} \quad (4)$$

Затраты на оплату работников, занятых в мероприятии, рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{\text{зп}} = \sum C_{\text{ти}} \cdot t \cdot \text{ч}_i \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{р}}, \quad (5)$$

где $C_{\text{ти}}$ – часовая тарифная ставка рабочего i – го разряда, руб/час;

t – продолжительность одного мероприятия, часы;

ч_i – численность рабочих i – го разряда;

$K_{\text{п}}$ – премиальный коэффициент по действующему положению;

$K_{\text{р}}$ – районный коэффициент.

Отчисления на социальное страхование:

$$Z_{\text{соц}} = n \cdot Z_{\text{зп}} / 100, \quad (6)$$

где n – ставка единого социального налога, %.

Расходы на эксплуатацию задействованного в обработке транспорта вычисляются по формуле:

$$Z_{\text{тр}} = \sum Z_{\text{экспл}} \cdot t \cdot N, \quad (7)$$

где $Z_{\text{экспл}}$ – затраты на эксплуатацию i – той единицы транспорта, руб/ч.;

N – количество задействованных единиц транспорта, шт.;

t – время работы задействованных единиц транспорта, ч.

Цеховые расходы принимаются на уровне m % от расходов на заработную плату, поэтому расчетная формула имеет вид:

$$Z_{\text{цех}} = m \cdot Z_{\text{зп}}, \quad (8)$$

где $m=17\%$.

Расчет сметы затрат на проведение мероприятия приведен в таблице 4.2.

$$З_{доп} = \Delta Q \cdot З_{пер} , \quad (9)$$

где: ΔQ - дополнительная добыча, тыс.т.;

$З_{пер}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу, руб./т.

Таблица 4.2 Смета затрат капитального ремонта скважины № XXX

Статья	Расчет	Сумма, руб.
1 Зар. плата бригады (без машин), Зп	$=48,1 \times 120 \times 1 \times 1,4 \times 1,15 + 39,2 \times 120 \times 1 \times 1,4 \times 1,15 + 3780$	50 500
2 З/пл. бригады подг. скв.	$=52,23 \times 120$	6 267,6
3 Отчисления на соц. нужды	$=0,39 \times (20646,36)$	7 453,3
4 Транспортные расходы, всего	$=11568 + 18240$	29 808
4.1 ЦА-320	$=48 \text{ ч} \times 241,83 \text{ руб/час}$	11 568
4.2 А - 50	$=48 \text{ ч} \times 380,1 \text{ руб/час}$	18 240
Всего, руб.		29 808
5 Цеховые расходы,	$=0,17 \times 20646,36$	3 509,9
6 Геофизика		11 460
7 Материалы (цемент, пакера..)		650 000
Всего затрат		758 997

Прирост прибыли от реализации мероприятия определяется по формуле:

$$П = (Ц - C_2) \cdot (Q_1 + Q) - (Ц - C_1) \cdot Q_1 , \quad (10)$$

где C_1 – себестоимость нефти до реализации мероприятия, руб./т;

C_2 – себестоимость нефти после реализации мероприятия, руб./т;

Q_1 – годовой объем добычи нефти НГДУ по данному месторождению до мероприятия, т;

Q – дополнительная добыча нефти за счет мероприятия, т.

Себестоимость после реализации мероприятия определяется по формуле (руб./т):

$$C2 = (C1 \cdot Q1 + Z_{доп} + Z_{мер} + A) / (Q1 + Q), \quad (11)$$

где А – ежегодные амортизационные отчисления, будем считать, что за данный год проведения эксперимента амортизационные отчисления не будут производиться.

Чистую прибыль рассчитываем по формуле:

$$П_{чис.} = П - Н, \quad (12)$$

где П - прирост прибыли от реализации мероприятия, тыс. руб.;

Н – налог на прибыль (24%).

Для расчета экономической эффективности от проведения изоляции интервалов притока воды использованы следующие данные (таблица 4.3)

Таблица 4.3 Техничко - экономические показатели для проведения изоляции

№ п.п.	Показатели	Един. изм.	Абс. знач.
1	Количество мероприятий	скв.	1
2	Дополнительная добыча нефти	Тонн/сут.	10
3	Цена нефти (за 1т)	руб.	21000
4	Стоимость мероприятия	тыс. руб.	758 997
5	Условно-переменные затраты на добычу 1 т. нефти (50,2% от с/с)	руб./т.	142
6	Себестоимость нефти до мероприятия	руб./т.	740
7	Налог на прибыль	%	24

Стоимостная оценка результата определяется по формуле 2 и равна:

$$R_{мер} = 10 \cdot 21000 = 210,0 \text{ тыс.руб. за каждый день}$$

Для определения стоимостной оценки общих затрат необходимо найти затраты на дополнительную добычу нефти и затраты на проведение Изоляции.

Затраты на дополнительную добычу:

$$Z_{доп} = 210 \cdot 142 = 298,2 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты проведение изоляции найдем по формуле 5:

$$\text{Ззак.} = 758\,997 \cdot 3 = 2\,276,991 \text{ тыс. руб.}$$

Для нашего случая общие затраты:

$$\text{Зобщ} = 298,2 + 2\,277 = 2\,525,2 \text{ тыс.руб.}$$

Экономический эффект найдем по формуле 1:

$$\text{Эмер} = 210 - 2\,525,2 = 90,18 \text{ тыс.руб.}$$

Найдем себестоимость единицы продукции после реализации мероприятия по формуле 8:

$$C2 = (740 \cdot 19059,4 + 119,82)/(19059,4 + 10) = 739,8 \text{ руб./т}$$

Прирост прибыли от реализации мероприятия определим по формуле 7:

$$П = (1210 - 739,8) \cdot (19059,4 + 10) - (1210 - 740) \cdot 19059,4 = 8,52 \text{ тыс.руб.}$$

Чистая прибыль определим по формуле 9:

$$Пчис = 90,18 - 0,24 \cdot 90,18 = 68,5 \text{ тыс.руб./сут.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 Результаты расчета экономического эффекта от применения изоляции., тыс/руб.

№ п.	Показатели	Абс. знач.
1	Выручка от реализации дополнительной добычи	210,0
2	Затраты на проведение изоляции	300
3	Затраты на дополнительную добычу нефти	298,2
4	Затраты за расчетный период	119,82
5	Себестоимость нефти после мероприятия, руб/т	739,8
6	Прибыль	8,52
7	Чистая прибыль	68,5
8	Экономический эффект	90,18

После проведения изоляции себестоимость одной тонны нефти уменьшилась с 740 руб. до 739 руб., т.е. на 1 руб. за 1 тонну добываемой нефти, чистая прибыль составила 68,5 тысячи рублей за сутки, экономический эффект 90,18 тысяч рублей. Это говорит о том, что данная операция окупится за 2 недели работы скважины с дебитом нефти 210 т/сут.

5. Безопасность и экологичность

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны со взрывопожароопасными веществами, токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред здоровью человека, а также нанести вред экологической системе. Кроме того, работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности при работе с ним. Ванкорское НГКМ характеризуется высокой степенью автоматизации производственных процессов и оснащено современными системами безопасности, но при применении новых технологий необходимо ввести дополнительные требования по обеспечению безопасности производимых работ.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

В дипломной работе рассматривается технология снижения обводненности с помощью выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин и изоляции интервалов прорыва воды добывающих скважин, что подразумевает работу персонала со скважинным оборудованием, технологическим инструментом, приспособлениями и специальной техникой.

Технологический процесс подразумевает периодические проверки на наличие и исправность оборудования, инструмента, приспособлений, контрольно-измерительных приборов. Также подразумевается проверка исправности специальной техники.

Согласно действующему российскому нормативному документу ПУЭ

Глава 7.3 и федеральному закону от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Г – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ [26,27].

По основному виду экономической деятельности предприятие относится к XXX классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда.

Ванкорское НГКМ расположено в суровых климатических условиях. Климат района месторождения является резко континентальным. Район работ характеризуется продолжительной холодной зимой, длящейся 8-9 месяцев. Среднегодовая температура воздуха составляет -10 °С. Наиболее холодными месяцами являются декабрь, январь, февраль, средняя температура в эти месяцы минус 26 °С, в отдельные дни возможно снижение температуры воздуха до минус 57 °С. Снежный покров составляет от 1 до 3 метров. Средняя скорость ветра – 5-7 м/с, максимальная – 25 м/с. Климатический регион Ib (IV) (-41°С; 1,3 м/с).

Рассматриваемая в данной выпускной квалификационной работе технология выравнивания профиля закачки нагнетательных скважин с применением полимер-дисперсной системы, основными компонентами которой являются ПАА и бентонитовый глинопорошок, не приводит к существенным изменениям безопасности существующих технологических процессов [28,29].

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Работы персонала, участвующего в закачке полимер-дисперсных систем происходят на открытом воздухе (на кустах нагнетательных скважин), соответственно должны быть приняты меры по обеспечению рабочих специальной одеждой и установлены временные регламенты нахождения на

открытом воздухе, позволяющие предотвратить возникновение обморожений и переохлаждений. Работы на открытом воздухе регулируются МБ 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» и внутренним приказом № 2473 от 27 октября 2013 «О режимах работы в холодное время года», которые регламентируют необходимость обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и продолжительность работы и отдыха, которые отражены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Продолжительность работы и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется <*>											
-15	не регламентируется <*>											
-20	не регламентируется <*>								186	1	120	1
-25	не регламентируется <*>								115	1	85	2
-30	не регламентируется <*>				148	1	111	1	84	2	65	3
-35	164	1	142	1	108	1	83	2	66	3	53	4
-40	116	1	104	2	82	2	66	3	55	3	45	4
-45	90	2	82	2	67	3	56	3	46	4	38	4
-50	73	2	67	3	59	3	48	4	40	4	34	5
-55	62	3	57	3	49	4	42	4	36	5	29	6
-60	52	3	50	4	43	4	37	4	32	5	27	6

Отдых проводится в обогреваемом теплом помещении.
а – продолжительность пребывания на открытом воздухе,
б – количество 10ти минутных перерывов за 4 часа рабочей смены.

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Работы, выполняемые операторами капитального ремонта скважин (в том числе при ремонтно-изоляционных работах) представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Работы, выполняемые операторами КРС

№ по порядку	Наименование проводимых работ
1	Ведение технологического процесса
2	Смена лифтов
3	Депарафинизация труб штанг оборудования
4	Изменение погружения глубинных насосов
5	Ликвидация обрывов штанг и отворотов штанг
6	Промывка нижнего клапана НГН и расхаживание плунжера
7	Опрессовка и срыв пакера
8	Профилактический уход за оборудованием и инструментом
9	Выполнение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с капитальным ремонтом скважин
10	Монтаж и демонтаж передвижных агрегатов
11	Установка и снятие механизмов по развинчиванию и свинчиванию труб и штанг

5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Согласно СНиП 2.09.04-87 по санитарной характеристике технологический процесс относится к группе 1б – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук. В зависимости от группы технологического процесса по санитарной характеристике для персонала предусматриваем санитарно-бытовые помещения.

Необходимая площадь, проходы, проезды, потребность в средствах механизации. Согласно СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин». Земли для нефтяных и газовых скважин должны отводиться отдельными участками в соответствии с планом освоения нефтяного или газового месторождения. Размеры земельных участков для нефтяных и газовых скважин, отводимых во временное долгосрочное пользование на период эксплуатации скважин равны 0,36 га. Ширина полос земель для подземных трубопроводов и дорог 6 м. Площадка расчищается от леса, кустарника, травы и выравнивается в радиусе не менее 25 м. На рабочей площадке предусмотрены проходы для удобства обслуживания и ремонта оборудования. Ширина такого прохода между агрегатами составляет 0,85 м в соответствии с ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой

промышленности», утверждёнными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56.

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений СанПиН 2.2.4.548-96 устанавливают оптимальные и допустимые нормы микроклимата в зависимости от периода года и категории работ по уровню энергозатрат. Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин). Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -57°C) и высокой влажностью (летом до 95%) большую роль играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимой нормы) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего. При работе в летнее время при высокой температуре (до $+50^{\circ}\text{C}$) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Кусты скважин, как правило, засыпаются песком, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Шумы разрушительно действуют на организм человека в целом и относятся к опасным факторам в условиях труда. Они способны вызвать полную или частичную потерю слуха, глубокое расстройство нервной системы, стимулируют сердечно-сосудистые, желудочно-кишечные и другие заболевания.

Рабочие находящиеся в зоне, где шум больше 80 дБ снабжаются шумоизоляционными наушниками. При эксплуатации нефтяных и газовых

скважин повышенный уровень шума отсутствует, соответственно и отсутствует необходимость в средствах специальной защиты.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Основным компонентом закачиваемой системы является ПАА, который является невзрывоопасным, негорючим, не вступающим в бурные химические реакции, опасные для человека, веществом и относится к 4 классу опасности по ГОСТ 12.1.007. Вещество обладает устойчивой физической структурой, не выдвигает каких-либо особых требований по складированию, технологиям применения и мерам предосторожности. Нет необходимости применения специальных средств защиты при работе с данным реагентом. Именно высокая эффективность ПДС и экологическая безопасность обусловили широкое применение данной технологии в промышленных масштабах.

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ-7), Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и др[40,41,42].

Основные средства для защиты от электрического тока:

- защитное отключение, позволяющее в случае замыкания или неисправности какого-либо оборудования предотвратить несчастный случай;
- применяют такие электрические схемы изделий, которые исключают самопроизвольное включение или отключение изделия;
- зануление, согласно ПУЭ, корпусов электроприводов, трансформаторов, сварочных аппаратов, светильников;
- для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током изолируют части изделий, доступные для прикосновения;
- на металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения с защитным заземлением;

- для защиты емкостей, насосов и узла налива в автоцистерны выполнены три молниеприемника высотой 25 метров.

Присоединение заземляющих магистралей электроустановок к естественным или искусственным заземлителям выполняются сваркой не менее чем двумя проводниками, присоединенными в разных концах к заземлителю. Одиночные емкости, аппараты и агрегаты присоединяются к общей цепи с помощью отдельного ответвления. В качестве электродов заземление применяют стальные трубы с толщиной стенки не менее 3,5 мм и длиной 2,5-3 м. Стержневые электроды из круглой стали диаметром 10-14 мм, длиной 4,5-5 м. Расстояние между электродами, забиваемыми в землю, должно быть: при длине электродов до 3 м – 3 м; при длине электродов до 4,5 м – 5 м. Верхний конец вертикального заземлителя должен быть заглублен на 0,5-0,7 м, относительно поверхности земли.

Заземляющие устройства, предназначенные для защиты персонала от поражения током промышленной частоты или для молниезащиты, используются и для отвода статического электричества [43].

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Мероприятия по повышению взрывобезопасности:

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–I, В–Iа, В–Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси. Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 5.3. Отечественное электрооборудование должно иметь взрывозащитную маркировку, импортное –

сертификат изготовителя о допустимости их эксплуатации во взрывоопасной зоне и среде. Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается. Проведение огнеопасных работ во взрывоопасных зонах производится только при наличии нарядов – допусков на проведение этих работ, утверждаемых главным инженером предприятия. Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами, работоспособность, которых поддерживается на протяжении всего периода эксплуатации скважины. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Таблица 5.3 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво-пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08-200-98
Устье скважины	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Іг	ІА-ТЗ	2
<p>В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; ІІ-ІІІ – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ІА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.</p>			

Противопожарные мероприятия. В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию кустовой площадки очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов. Так же необходимо иметь по периметру площадки минерализованную полосу шириной не менее 1,4 м [36,37,38].

Каждая кустовая площадка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, представленными в таблице 5.4, согласно ППБ-01-03 «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации» и «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Таблица 5.4 – Первичные средства пожаротушения

Место установки	Средство пожаротушения, шт								
	Огнетушитель ОУ-5П	Огнетушитель ОХП-10	Ящик с песком, 0,5 м ³	Лом пожарный	Лопата	Топор пожарный	Багор пожарный	Ведро пожарное	Щит пожарный
Рабочая площадка, устье скважины	2	-	1	1	2	1	1	2	1

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель с нанесенными буквенным индексом ПГ, цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта и внутренним диаметром трубопровода в миллиметрах. Пожарные гидранты, не реже чем через 6 месяцев, подвергаются техническому обслуживанию и проверяются на работоспособность посредством спуска воды с регистрацией результатов проверки в специальном журнале;

Хранение материалов и химреагентов осуществляется согласно «Требований пожарной безопасности по совместному хранению веществ и материалов» ГОСТ 12.1.004-91. Приложения 2 ППБ-01-93 «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации»;

Для обеспечения пожаробезопасности на скважине запрещается: загромождать проходы к установкам и средствам пожаротушения, загромождать проходы между установками и оборудованием, оставлять разлитые нефтепродукты, химреагенты, оставлять промасленную спецодежду и обтирочный материал у рабочих мест, использовать бензин или другие легковоспламеняющиеся жидкости для протирки оборудования, электромеханизмов и в бытовых целях.

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В целях обеспечения безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях, а также их предотвращения, принимаемые меры должны быть направлены на спасение жизни и сохранение здоровья людей, находящихся на месторождении.

В случае обнаружения ситуации, которая может стать причиной аварии или негативно отразится на здоровье сотрудников, оператору необходимо, во-первых, прекратить выполнение работ; начать эвакуацию других сотрудников из опасного местоположения и ограничить проход людей в опасную зону; а также доложить руководству о сложившейся ситуации; начать ликвидацию аварии или другой неисправности.

Если же в сложившейся ситуации есть пострадавшие, его необходимо освободить от травмирующего фактора и оказать первую помощь, в случае необходимости принять меры по отправке пострадавшего к врачу, а также сообщить руководству о произошедшем. Кроме того, необходимо принять ряд мер по сохранению обстановки на момент аварии, в ином случае зафиксировать схематично или сделать фотографии и т.д.

В том случае, если пострадавшим оказался сам оператор, то ему необходимо обратиться за медицинской помощью и сообщить о случившемся руководству или обратиться с соответствующими просьбами к тем, кто в момент аварии находится рядом с оператором.

При обнаружении пожара или его признаков, а также при аварийных ситуациях, которые могут привести к подобным последствиям, необходимо уведомить пожарную часть и вызвать к месту происшествия руководителя и членов пожарной дружины. Кроме того, оповестить окружающих о пожаре или его возможном возникновении.

Также оператору необходимо принять ряд мер, направленных на ограничение распространения пожара. В частности, оператору нужно проверить включение в работу автоматической системы пожаротушения, в ином случае включить ручную. Также оператор должен действовать согласно плану ликвидации аварий по аварийной остановке технологического оборудования, отключению вентиляции и электрооборудования, трубопроводов. Если же угроза жизни и здоровью отсутствует и если очаг пожара имеет небольшие размеры, необходимо применить первичные средства пожаротушения.

При обнаружении оголенной электропроводки, соответствующие части оградить, а также предупредить о случившемся других сотрудников, находящихся на месте аварии, помимо этого, нужно доложить о случившемся руководству и следить, чтобы никто из присутствующих сотрудников не касался опасных частей, пока не приехал электротехнический персонал.

5.7 Экологичность проекта

Природоохранные мероприятия при разработке Ванкорского месторождения направлены на решение следующих основных задач:

- предупреждение загрязнения недр, и в первую очередь, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных (бальнеологических) вод нефтью, промстоками и вредными отходами, разлившимися на поверхности в аварийных ситуациях;
- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;
- полное и комплексное извлечение из месторождения всех его полезных компонентов;
- недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;
- разработка и соблюдение технологий, обеспечивающих сохранение криолитозоны в естественном состоянии;
 - недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;

- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В технологической части выпускной квалификационной работы был приведён анализ существующих технологий выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин, определены условия их эффективного применения и была составлена сводная таблица граничных параметров. Также анализ литературы показал, что нет универсальных формул и методик, позволяющих подобрать тот или иной состав для ВПП, что связано с тем, что любое месторождение нефти уникально в отношении геолого-физических параметров.

На основе анализа опыта применения отдельных технологий на месторождениях – аналогах и сопоставления геолого-промысловых характеристик Ванкорского месторождения с критериями применимости технологий ВПП было установлено, что для среднепроницаемых пластов возможно применение широкого спектра технологий, однако для «суперколлекторов» предпочтительными оказались технологии ПДС и ВДС.

Рассмотрены технологии изоляции обводнившихся интервалов добывающих скважин и выбран вариант наиболее подходящий в условиях Ванкорского месторождения - модификатор фазовой проницаемости на основе кремнийорганических соединений.

Совместное решение этих задач (контроль профиля приёмистости нагнетательных скважин и изоляция интервалов притока воды в добывающих скважинах) позволит значительно повысить эффективность разработки Ванкорского месторождения.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Астахова А.Н. Выбор участков и обоснование применения потокоотклоняющих технологий при извлечении нефти из однородных коллекторов: автореф. дис. канд. технических наук 25.00.17 / Астахова Анфиса Наильевна. – Уфа, 2004. – 24 с.
2. Баранов Ю.В. Нигматуллин И.Г. Основные результаты применения волокнисто-дисперсных систем на Ромашкинском месторождении // Интервал. – 2002. - №7. – С. 69-71
3. Баранов Ю.В., Нигматуллин И.Г., Низамов Р.Х., Маликов М.А. Технология повышения нефтеотдачи с применением волокнисто-дисперсной системы. ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань, 3 с.
4. Белокурова Е.В., Макаренко В.Д., Шатило С.П., Прохоров Н.Н., Беляев В.А., Васильев Л.В. Влияние методов повышения нефтеотдачи пластов на надёжность нефтепромыслового оборудования // Успехи современного естествознания. – 2005. - №6. – С. 9-18
5. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.: ил.
6. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 286 с.
7. Газизов А.Ш., Боровиков Г.Г. Влияние полимер-дисперсных систем на выработку продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1991. - № 4. – С. 21-24
8. Газизов А.Ш., Галактионова Л.А. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений применением полимердисперсных систем и других химреагентов // Нефтепромысловое дело. – 1995. - №2-3. – С. 29-34
9. Газизов А.Ш., Боровиков Г.Г. Влияние полимер-дисперсных систем на выработку продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1991. - № 4. –

С. 21-24

10. Гончаров И.В., Самойленко Н.В., В.А. Кринин, Р.А. Ошмарин. Природа нефтей района Ванкорского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. №3
11. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2003. 164 с.
12. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 365 с.
13. Кононенко А.А., Кусакин В.Ю., Мулявин С.Ф. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть – ННГ // Современные проблемы науки и образования. – 2015. - №1
14. Лутфуллин А.А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России // Бурение и Нефть – 2009. - №01
15. Нухаев М.Т., Булчаев Н.Д., Квеско Б.Б., Квеско Н.Г. Методические указания по организации выполнения и проведения защиты выпускной квалификационной работы бакалавра по направлению «Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» - Электрон. дан. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015
16. Петров Н.А. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков / Петров Н.А., Идиятуллин Д.Н., Сафин С.Г., Валиуллин А.В.; Под ред. проф. ЛА. Алексеева. – М.: Химия, 2005. – 172 с.
17. Рогова Т.С. Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей: автореф. дис. канд. технических наук 25.00.17 / Рогова Татьяна Сергеевна. – Москва, 2007. – 25 с.
18. Сарданашвили О.Н. Исследование эффективности применения

- потокоотклоняющей технологии для разработки слоисто-неоднородных пластов. Электронный научный журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012, №1 (5). Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_5/
19. СТО 4.2.-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 30.12.2013 – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.
20. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Газизов А.А., Денисламов И.З. Анализ эффективного применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 115 с.
21. Фирсов В.В., М.А. Кузнецов, А.Ю. Попов, А.Г. Новиков, А.В. Жарков, МВ. Демин, Т.И. Кузнецова. Эффективная разработка месторождений с применением полимерных технологий // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. - № 23-24
22. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З. Разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1994. – Т. 1. – С. 202-213
23. Шамгунов, Р. Методы повышения нефтеотдачи пластов: состояние и перспективы // Нефтегазовая Вертикаль. – 2012. - №17. – С. 80-85
24. Выравнивание профиля приемистости Idzhat innovations - Режим доступа: <http://idzhat.ru/mpds/>
25. Технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) ООО Многопрофильная компания «ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ» - Режим доступа: <http://www.cse-inc.ru/technologies/vpp>
- 26.ФНПП НГП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 27.ГОСТ 12.1005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- 28.ТУ 39-43122541-ОП-14-98 «Диспергент-ингибитор парафиноотложений ХПП-004»
- 29.ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»

- 30.ГОСТ 18995.1-73 «Продукты химические жидкие. Методы определения плотности»
- 31.ГОСТ 12.1.017-80 «Пожаровзрывобезопасность горючих пылей. Общие требования»
- 32.СНиП 31-03-2001"Производственные здания"
- 33.СНиП 2.11.03 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»
- 34.СНиП 2.09.04 «Административные и бытовые здания»
- 35.СНиП 41-01 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»
- 36.СНиП 21-01 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»
- 37.Закон РФ от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
- 38.ППБО-85, НПБ 105, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 39.СНиП 23-05 «Естественное и искусственное освещение»
- 40.СН 357 «Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий»
- 41.СНиП 3.05.06 «Электротехнические устройства»
- 42.ГОСТ 12.1.030 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»
- 43.СО 153-34.21.122 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»