

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСТАННЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УДК 622.276'279-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Лукьянов Василий Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.—м.н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____

(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Лукьянову Василию Евгеньевичу

Тема работы:

Анализ проблем разработки нефтегазоконденсатных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической, информации по технологиям эксплуатации и обработки призабойной зоны скважин струйными насосами. Фондовая и научная литература.
----------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Принцип действия и схема струйного аппарата. Применение струйных аппаратов при освоении, эксплуатации скважин и обработках призабойной зоны. Анализ существующих представлений о работе струйных аппаратов.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н.Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н.Гуляев Милий Всеволодович
Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:	
Общие сведения о проблемах разработки	
Анализ проблем разработки нефтегазоконденсатных месторождений	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Лукьянов Василий Евгеньевич		

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	6
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	7
3. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	9
3.1 Краткая характеристика геологического строения	9
3.2 Нефтегазоносность месторождения	8
3.3 Физико – химические свойства пластовых жидкостей и газов.....	10
4. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПРОБЛЕМАМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	12
4.1 Разработка широких подгазовых зон, искусственно выделяемых в самостоятельный объект разработки.....	12
4.2 Выработка нефти из тонких и сильно расчлененных нефтенасыщенных слоев	20
4.3 Водогазовое воздействие на нефтяную оторочку	31
4.4 Изоляция нефтяной оторочки путем создания на контактах искусственных экранов	37
4.5 Одновременно - раздельная разработка нефтяной и газовой зон залежей	42
5. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Ю ₁ ³ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА X МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	49
5.1 Построение статической модели пласта Ю ₁ ³ участка Восточного купола X месторождения.....	49
5.2 Исходные геолого-физические параметры и допущения в расчетной схеме.....	53
5.3 Результаты моделирования и адаптация гидродинамической модели	56
5.4 Расчёт различных вариантов разработки	60
6. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	66
6.1 Схема и принцип действия струйного аппарата	70
6.2 Технология «Тандем»	69
6.3 Анализ эффективности применения струйных насосов на X месторождении	75
6.4 Предложения для снижения влияния солеотложений	87
6.4.1 Магнитный сепаратор	87
6.4.2 Гидроструйный насос.....	90
6.5 Экономический расчёт эффективности.....	94
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	96
7.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследовани.	96
7.2 Экологическая безопасность.....	109
7.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду.....	110
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	112
7.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования....	112
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	113
Заключение.....	100
Список использованных источников.....	120

Реферат

Дипломная работа 116 страниц, 24 рисунка и схем, 17 таблиц, 13 диаграмм.

. 24 использованных источника.

Ключевые слова: разработка, моделирование, газосодержание, эксплуатация, газовый фактор, струйный насос, насосно-эжекторная система, анализ.

Объектами исследования являются пласт Ю1-3 Восточного купола Лугинецкого месторождения, работа струйных насосов вместе с УЭЦН при осложнённых условиях добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях (на примере Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения).

Цель работы: произвести анализ проблем возникающих при разработке нефтегазоконденсатных месторождений и предложение некоторых методов и методик для избежания этих проблем.

В работе проведён подробный анализ разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе работы проводилось гидродинамическое моделирование пласта Ю1-3 Восточного купола Лугинецкого месторождения при помощи компьютерной программы СААВА-3.4 на Научно-исследовательском предприятии «ИНПЕТРО». Произведён расчёт прогнозных показателей разработки до 2008 года.

Проведён анализ применения установки «УЭЦН+Струйный насос» на Лугинецком месторождении. В результате проведенного анализа работы скважин оборудованных погружными насосно-эжекторными системами было определено, что применение технологии «Тандем» даёт возможность надёжно эксплуатировать скважины при высоких входных газосодержаниях, так же является эффективным средством для вывода скважин из бездействия в осложнённых условиях и может быть рекомендована для дальнейшего внедрения на Лугинецком месторождении.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

ВВЕДЕНИЕ

Тема работы «Анализ проблем разработки нефтегазоконденсатных месторождений».

Целью работы является:

- Изучение современных методов разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений.
- Расчёт различных вариантов разработки X месторождения на примере гидродинамической модели пласта Ю₁³ участка месторождения.
- Анализ эффективности применения струйных насосов на X месторождении.

В целом все пункты задания были изучены. Автор работы ознакомился с особенностями построения гидродинамических моделей месторождений углеводородов, а так же освоил программу СААВА – 3.4F, которая была разработана в научно – исследовательском и проектном предприятии «INPETRO» для построения гидродинамических моделей и расчёта технологических показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Была построена модель и проведены расчёты различных вариантов разработки участка X месторождения. Так же был проведён анализ результатов исследований по проблемам разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

В ходе обучения по рекомендации ОАО «Томскнефть» задание было дополнено, появилась необходимость провести анализ эффективности применения струйных насосов на X месторождении. Поэтому в процессе обучения дополнительно были рассмотрены вопросы по эксплуатации скважин струйными насосами и проведён анализ работы скважин оборудованных системой «Тандем».

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Х нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1967 году первой поисковой скважиной 152, заложенной в присводовой части структуры.

В административном отношении Х нефтегазоконденсатное месторождение находится в Х районе Томской области. Месторождение расположено в 400 км на северо-запад от г. Томск, 300 км на юго-восток от г. Стрежевой. Ближайший населенный пункт – г. Кедровый, который находится в 80 км к юго-востоку от месторождения и является базовым для нефтегазодобывающей промышленности юга области. Здесь расположены, аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, а в непосредственной близости от города – пристань на реке Чузик.

Район представляет собой сглаженную слаборасчлененную заболоченную равнину. На территории много болот, однако, большая ее часть покрыта лесом. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75-130 м. Самой крупной на территории является река Чижалка.

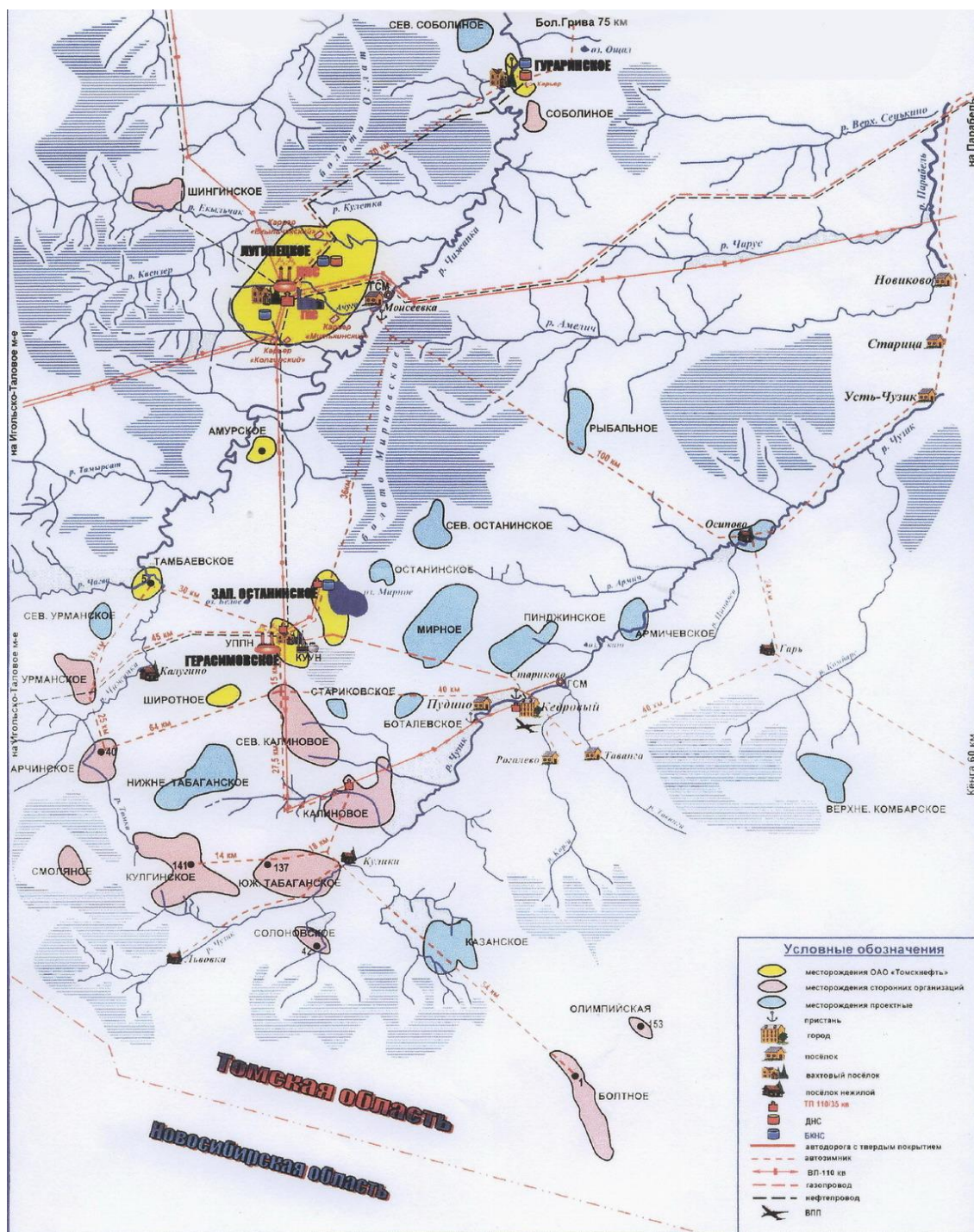
Климат района – континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время 40-50°С. Величина снежного покрова достаточно велика и достигает 1.5 м. Почва промерзает на 1-1.5 м. Самый жаркий месяц лета - июль. Температура воздуха поднимается до +35°С. Среднегодовое количество осадков 450-500 мм/год.

Шоссейная и железная дороги в районе месторождения отсутствуют, доставка грузов круглогодично производится авиатранспортом, в период навигации – по рекам, в зимнее время – по зимнику, связывающему г. Кедровый с областным центром. Плотность населения низкая.

Нефть, добываемая на Х месторождении, подается в нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км от месторождения. Нефтепровод введен в эксплуатацию в марте 1972 года, а нитка Х, связывающая месторождение с нефтепроводом, эксплуатируется с 1982 года.

X нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с 1982 года. На сегодняшний день пробурено около 412 эксплуатационных скважин.

Обзорная карта X месторождения



3. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Краткая характеристика геологического строения

Геологический разрез X месторождения представлен мощной толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, залегающих на размытой поверхности палеозойских отложений промежуточного комплекса.

Отложения промежуточного комплекса вскрыты десятью скважинами: шестью разведочными (№№ 151, 160, 170, 180, 182, 186) и четырьмя эксплуатационными (№№ 734, 804, 850, 1166). Наиболее полный разрез промежуточного комплекса (толщина 1525 м) вскрыт в скв.170, где он представлен толщей известняков с прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности.

По палеозойским отложениям развиты древние коры выветривания. Керном кора выветривания охарактеризована в скв.151 и представлена переотложенной породой каолинизированной карбонатизированной, сильно выветренной, в остальных скважинах она выделена только по каротажу. Толщина коры выветривания - от нескольких метров до 25 м.

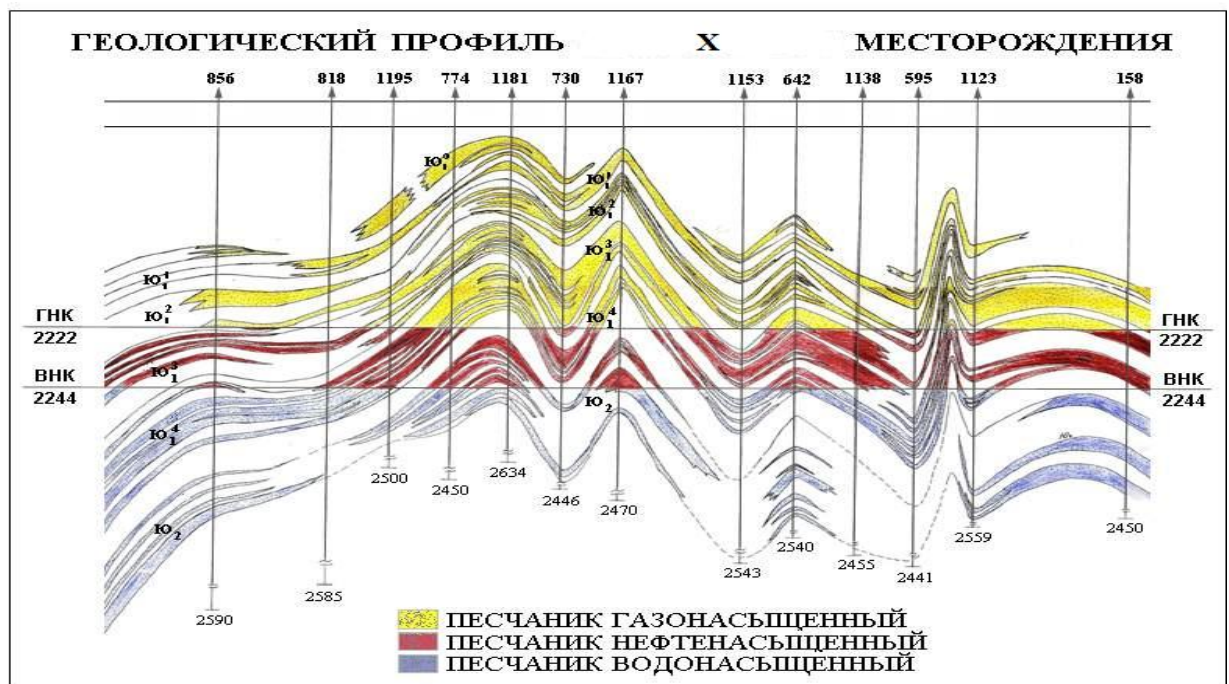


Рисунок 3.1.1

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного комплекса вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Юрская система представлена средним и верхним отделами. В основании разреза юрских отложений, на размытой поверхности юрского промежуточного комплекса, залегают породы тюменской свиты, представленные континентальной толщей средней и низов верхней юры. В кровле тюменской свиты залегает продуктивный горизонт Ю₂.

Верхнеюрские отложения представлены в основном породами переходного генезиса от морского к континентальному (васюганская, георгиевская и баженовская свиты).

Отложения васюганской свиты сложены песчаниками и алевролитам, переслаивающимися с аргиллитами, углистыми аргиллитами и редкими пропластками углей.

Баженовская свита распространена повсеместно и сложена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, являющимися надежной крышкой для нефтегазовых залежей васюганской свиты, толщиной до 40 м.

Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает четыре свиты (снизу вверх): куломзинскую, тарскую, киялинскую и низы покурской. Верхний - верхнюю часть покурской, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую, ганькинскую свиты.

Палеогеновая система представлена тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом. На размытой поверхности палеогеновых отложений залегают осадки четвертичной системы.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Х локальному поднятию (л.п.) - структуре третьего порядка, расположенной в северо-западной периклинальной части Пудинского мегавала - положительной структуры первого порядка.

С северо-запада Пудинский мегавал граничит с Усть-Тымской рифогенной зоной, сочленяясь с ней моноклиально с углом наклона 2-3°. Моноклиальный склон постепенно переходит в северный борт X поднятия, которое имеет изометрическую форму, характерную для структур плитных комплексов платформ.

По отражающему горизонту Φ_1 (кровля доюрских отложений) X л.п. оконтуривается изогипсой - 2450 м. Его размеры составляют 24x23 км, амплитуда - 130 м. По горизонту Φ_2 в центральной, западной и восточной частях X л.п. выделяются три приподнятые зоны унаследованно отражающиеся в структурной поверхности вышележающих юрских отложений. Характерной особенностью является осложненность структуры по горизонту Φ_2 множеством разрывных нарушений, которые по мнению большинства исследователей затухают в юрских отложениях.

По отражающему горизонту IIa (подошва баженовской свиты) размеры X л.п. в пределах оконтуривающей изогипсы - 2260 м равны 22x20 км, амплитуда - 120 м. Углы падения изменяются от 1°15' до 1°55' на северном и восточном.

По данным детализационной сейсмики и бурения сетки эксплуатационных скважин поднятие представляется более сложным, чем было принято в подсчете запасов 1972г. В настоящее время установлено, что X структура осложнена множеством приподнятых зон, структурных носов, мысов, впадин и ложбин, контролирующих площадное распространение контуров нефте- и газоносности. По результатам бурения скважин кустов 47 и 36 месторождение разделилось на два купола - западный и восточный.

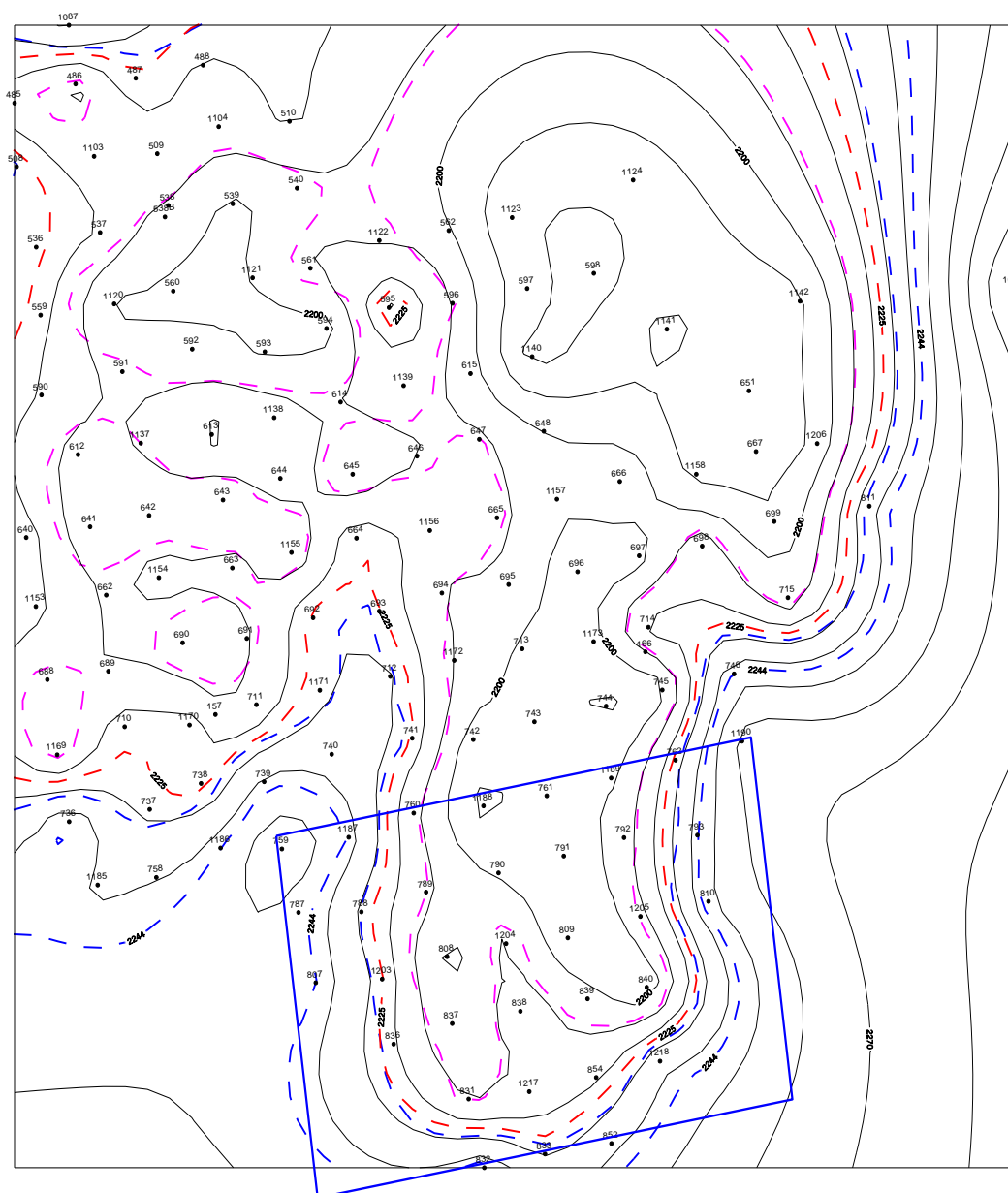


Рисунок 3.1.2 Структурная карта X месторождения.

3.2 Нефтегазоносность месторождения.

Результаты бурения, геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатируемых скважин позволили установить на X месторождении промышленную нефтеносность пластов коллекторов васюганской и тюменской свит верхней юры. В разведочных скважинах рабочие дебиты свободного газа на 12,5мм диафрагме составляли от 59,3 до 351тыс. м³/сут при депрессиях на пласт 3,03 - 18,98МПа. При опробовании газовой шапки залежи вместе с газом из скважин поступало значительное

количество конденсата (конденсатный фактор измерялся от 138,2 до 278,8 см³/м³).

При испытании нефтяных оторочек юрских продуктивных пластов в разведочных скважинах были получены фонтанные притоки нефти с дебитами от 10,6 до 106,8 м³/сут. при депрессиях на пласт, изменившихся от 5,54 до 19,68 МПа. Таким образом, по результатам опробования разведочных скважин в 1972г. ГКЗ утвердила запасы X месторождения как газоконденсатного с нефтяной оторочкой промышленного значения. При этом запасы нефти, конденсата, свободного и растворенного газа подсчитывались для единого подсчетного объекта, который объединял пласты и прослой песчаников и к.з. алевролитов васюганской и тюменской свит и индексировался как горизонт Ю₁₋₃.

На сегодняшний день материалы бурения и испытания почти четырехсот эксплуатируемых скважин, результаты корреляции их разрезов по диаграммам ГИС, данные разработки залежей позволяют выделить в разрезе васюганской свиты пласты в составе горизонта Ю₁, индексируемые сверху вниз как Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃, Ю₁₄. В разрезе тюменской свиты выделяют горизонт Ю₂.

Таким образом, в разрезе продуктивных юрских отложений X месторождения, выделяются шесть самостоятельных горизонтов подсчета, которыми являются продуктивные песчано-алевритовые пласты, разделенные глинистыми перемычками. Каждый из пяти пластов горизонта Ю₁ и горизонта Ю₂ содержат самостоятельную газоконденсатно - нефтяную залежь с единственными уровнями водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), то есть верхнеюрский резервуар X месторождения имеет определенное сходство с резервуарами массивно - пластового типа. При этом вследствие метологической изменчивости и невыдержанности продуктивный пласт васюганской свиты, особенно ее верхней части (пл. Ю₁₀ Ю₁₁ Ю₁₂), на площади их распространения выделяются изолированные линзы песчано-алевритовых коллекторов,

которые можно рассматривать как своего рода “залежи II порядка”, метологически ограниченные со всех сторон. По результатам испытания 2 объекта оказались водоносными малодобитными, остальные - “сухими”. В колонне в скв.170 испытано 9 объектов доюрских отложений основания плиты (переходного комплекса). В 2 из них притоков не получено, из остальных дебиты воды составили 0,2 - 0,6 м3/сут. кроме того, испытан в колонне горизонт Ю₅ тюменской свиты, получен приток пластовой воды дебитом 3,74 м3/сут при д.у.=782м. В скв.182, пробуренной на южном крыле X поднятия в эксплуатируемой колонне испытано 7 объектов, из них 4 объекта - вне продукт горизонта Ю₁+Ю₂. Из палеозойских отложений получен приток пластовой воды дебитом 7,78 м3/сут при среднединамическом уровне 766м, из горизонта Ю₆ - приток пластовой воды дебитом 8,6 м3/сут. при среднем уровне 775м. Небольшие дебиты пластовой воды получены также при испытании ачимовской пачки (1,56 м3/сут. при депрессии 10,8 МПа) и тарской свиты (4,56 м3/сут. при депрессии 7,15 МПа). [2]

3.4 Физико – химические свойства пластовых жидкостей и газов.

Объемный коэффициент пластовой нефти по результатам ступенчатого разгазирования изменяется от 1,132 (скв.707) до 2,4921 (скв.800), давление насыщения от 4,6 МПа (скв.707) до 20,6МПа (скв.162) газосодержание при ступенчатой сепарации от 28,35м3/т (скв.707) до 224,63м3/т (скв.800), динамическая вязкость нефти в пластовых условиях - от 0,49МПа с (скв.613) до 2,75МПа с (скв.1191), при этом не наблюдается какой-либо закономерности в изменении основных свойств пластовой нефти, определенных по результатам анализов глубинных проб, ни по площади массивнопластовой залежи, ни по разрезу.

Так, весьма различаются по основным физико-химическим параметрам пробы нефти, отобранные от горизонта В2 в скв.162 и 707, из пластов с одной стороны и в скв.613, 1191 - с другой. Основной причиной широкого и неупорядоченного разброса параметров пластовой нефти, определенных по

результатам анализов глубинных проб, является тот факт, что все отобранные на X месторождении глубинные пробы в различной степени недонасыщены газом. Об этом свидетельствует то, что давление на глубине отбора проб изменяется в очень широких пределах - от 5,4 МПа в скв.707 до 20,3МПа в скв.1191, однако ни в одной скважине давление, при котором отбирались глубинные пробы, не достигало начального пластового давления, определенного в подотчете запасов, утвержденном ГКЗ и равного 24,29МПа.

В то же время для X месторождения, которое является нефтегазоконденсатным, из самой физико-химической сути процессов растворение газа в нефти и формирование нефтегазовых залежей, вытекает непреложный факт - на уровне ГНК давление насыщения нефти газом должно равняться пластовому давлению. Ниже ГНК, где пластовое давление несколько выше давления насыщения, газ полностью растворен в нефти и в пластовых условиях углеводородная система находится в гомогенной жидкой фазе. Таким образом, можно утверждать, что давление насыщения нефти Юрской массивно-пластовой залежи X месторождения газом равно 24,3 МПа.

Физические свойства пластовой нефти X юрской массивно-пластовой залежи: газосодержание -185 м³/м³ с учетом средней плотности сепарированной нефти, равной 0,8284 т/м³; объемный коэффициент - 1,63. вязкость - 0,3 МПа С.

Пластовые воды горизонта Ю₁ представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, воды характеризуются незначительным содержанием сульфатов (3.8 мг/л) и повышенной концентрацией ионов кальция (1583 мг/л). Минерализация вод равна 50.6 г/л, плотность 1034 кг/м³. Вязкость воды в пластовых условиях при температуре 820С составляет 0.37 мПа*с.

[3]

4. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПРОБЛЕМАМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В связи с тем, что X месторождение является нефтегазоконденсатным месторождением, где есть газ, конденсат, нефть, вода представляет значительный интерес изучение различных методов разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Поэтому в 4 главе приведён литературный обзор по проблемам разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Анализ различных технологических решений эффективной разработки газонефтеконденсатных залежей позволил их классифицировать и выделить следующие крупные направления:

- разработка широких подгазовых зон, искусственно выделяемых в самостоятельный объект разработки;
- выработка нефти из тонких и сильно расчлененных нефтенасыщенных слоев;
- водогазовое воздействие на нефтяную оторочку;
- изоляция нефтяной оторочки путем создания на контактах искусственных экранов;
- одновременно-раздельная разработка нефтяной и газовой зон залежей.

Рассмотрим способы разработки газонефтяных залежей, относящихся к каждому из этих направлений.

4.1 Разработка широких подгазовых зон, искусственно выделяемых в самостоятельный объект разработки

Способы разработки широких подгазовых зон газонефтяных залежей направлены на предотвращение взаимодействия под газовой зоны с чисто газовой и чисто нефтяной зонами. В настоящее время накоплен опыт применения модифицированной системы барьерного заводнения. Применение этой системы способствовало разобщению основных запасов

газа и нефти широких нефтегазовых зон залежей от нефтяной зоны. Стало возможным вести разработку нефтяной зоны в значительной степени самостоятельно. С момента начала нагнетания воды в скважины внешнего барьерного ряда проявляется характерный механизм выработки запасов с образованием «нефтяного вала». В процессе заводнения этой зоны и образования в пласте «нефтяного вала» газ оттесняется от забоя скважин и частично отбирается через загазованные скважины нефтегазовой зоны, а частично оттесняется «нефтяным валом» в газовую часть. Отсечение и вынужденный отбор запасов газа в нефтегазовых зонах при модифицированной системе барьерного наводнения является отрицательным фактором, снижающим эффективность применяемой системы. Поэтому необходимы технологии регулирования разработки нефтегазовых зон при системе, исключающей или снижающей отборы большого количества природного газа через добывающие скважины.

Практика разработки нефтегазовых залежей показывает, что наличие зон слияния в нефтегазовой части объекта приводит к осложнениям в разработке этих зон. В целях регулирования разработки широких нефтегазовых зон при наличии зон слияния значительных размеров с вышележащим газовым пластом разработан способ, заключающийся в закачке воды в газовую и нефтяную части залежей через скважины, расположенные в местах зон слияния нефтяной и газовой частей залежей. Закачиваемой водой по границе зон слияния создается барьер воды и давления, что позволяет разобщить зону слияния как от остальной части нефтегазовой зоны, так и от остальной части вышележащего газового пласта. В нагнетательных скважинах, расположенных вдоль границы зоны слияния, перфорируют как вышележащий газовый пласт, так и газовый и нефтяной слои нефтегазовой зоны. (рис. 4.1.1)

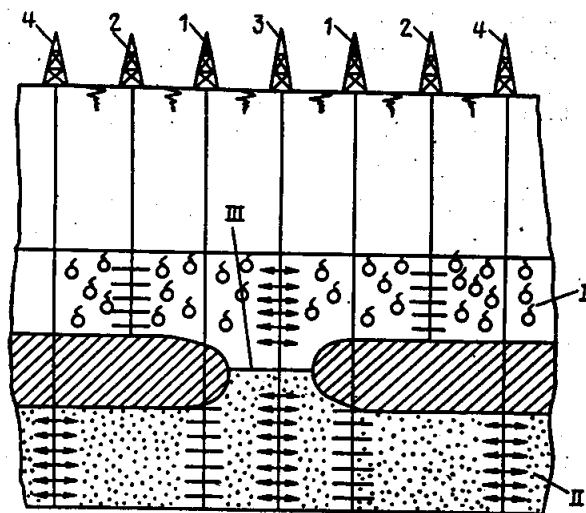


Рисунок 4.1.1 Схема совмещения систем скважин для добычи нефти и газа в местах литологических слияний с использованием скважин: 1-добывающих нефтяных, 2-добывающих газовых, 3-нагнетательных для закачки агента в газовую и нефтяную части залежи, 4-тех же для закачки агента только в нефтяную часть, 1 и 2 части залежи соответственно газовая и нефтяная, 3-газонефтяной контакт.

В добывающих скважинах, приуроченных к зоне слияния, перфорируют сначала нефтяной слой, а по мере подхода к забою добывающих скважин фронта нефтяного вала дополнительно перфорируют нефтенасыщенный слой, приуроченный к «нефтяному валу». Данный способ регулирования позволяет повысить эффективность разработки широких нефтегазовых зон при барьерном заводнении в случае наличия в пласте обширных зон слияния. Создание по границе зоны слияния барьера давления и воды позволяет выделить зону слияния в самостоятельный объект разработки, исключив при этом в значительной степени взаимодействие между зоной слияния и остальной частью нефтегазовой зоны, а также между зоной слияния и верхним газовым пластом.

Этот способ регулирования может применяться не только при разработке широких нефтегазовых зон с барьерным заводнением, но и на НГЗ с подошвенной водой при площадных системах в условиях наличия обширных зон слияния с вышележащими газовыми пластами.

Однако этот способ эффективен если размеры зон слияния не превышают 500 x 1000 м. Если же размеры зон слияния составляют 1,3 x 3,5 км, то применение этого способа приводит к интенсификации перемещения запасов нефти из нефтяной части нефтегазовой зоны в газовый пласт. Поэтому при применении модифицированной системы барьерного заводнения необходима рациональная технология регулирования разработки обширных зон слияния нефтегазовой части с вышележащими газовыми пластами. Предложен способ разработки нефтегазовых залежей путем выделения площадей самостоятельной разработки с закачкой воды через нагнетательные скважины и отбором углеводородов через добывающие. Газонефтяную залежь делят на три самостоятельные:

I, II, III-часть залежи газовая, газонефтяная, нефтяная части, каждую из которых разбуривают по равномерной квадратной или какой-либо другой сетке. (рис. 4.1.2)

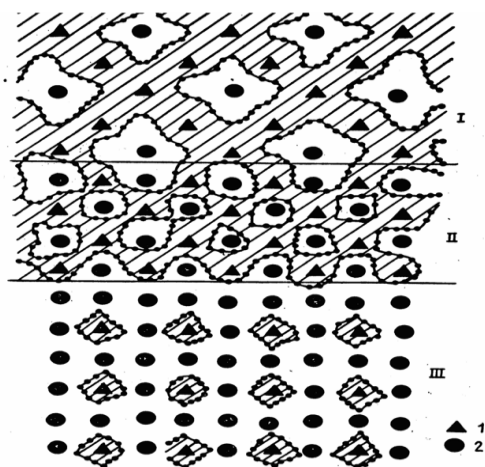


Рисунок 4.1.2 *Схема разработки газонефтяной залежи путем выделения площадей самостоятельной разработки с закачкой воды через нагнетательные скважины (1) и отбором углеводородов через добывающие (2)*

В пределах нефтяной части создают рассредоточенную ячеистую систему заводнения у которой в каждой ячейке одну центральную нагнетательную скважину окружают несколько добывающих скважин и

закачка воды в центральную нагнетательную скважину полностью компенсирует отборы из окружающих добывающих.

В пределах газонефтяной части залежи создают рассредоточенную ячеистую систему заводнения с одинаковым числом нагнетательных и газонефтяных скважин у которой в каждой ячейке закачка воды в нагнетательные скважины полностью компенсирует отборы из газодобывающих скважин.

В пределах газовой части залежи создают рассредоточенную ячеистую систему заводнения, у которой в каждой ячейке несколько нагнетательных скважин окружают одну газодобывающую и закачка воды в окружающие нагнетательные полностью компенсирует отбор из центральной газодобывающей данный способ позволяет нефтяную, газонефтяную и газовую части залежи вводить в разработку и разрабатывать независимо друг от друга отдельными ячейками со своими темпами отбора запасов нефти и газа.

Недостатком этого способа является добыча большого объема газа на ранней стадии разработки месторождения что влечет за собой снижение потенциальной энергии залежи и требует ее компенсации за счет увеличения темпов нагнетания воды в пласт.

В целях уменьшения отбора природного газа через добывающие скважины широкой нефтегазовой зоны при применении модифицированной системы барьерного заводнения, на начальной стадии разработки охватывают под нагнетание лишь скважины внешнего барьерного ряда, при этом добывающие скважины не бурят. В процессе нагнетания воды в скважины барьерного ряда, вследствие образования «нефтяного вала», широкая газонефтяная зона постепенно преобразуется в заводняемую нефтяную зону (рис. 4.1.3). Газ из нефтегазовой зоны фронтом «нефтяного вала» оттесняется в чисто газовую зону. Предлагаемый способ регулирования разработки широкой нефтегазовой зоны при применении системы барьерного заводнения позволяет отжать природный газ из

нефтегазовой зоны в чисто газовую зону, который впоследствии может быть эффективно использован по назначению. Необходимо отметить, что предлагаемый способ регулирования и основной способ разработки нефтегазовой зоны при модифицированной системе барьерного заводнения будут характеризоваться практически одинаковыми коэффициентами конечного нефтеизвлечения, так как и в том, и в другом случае будет иметь место вторжение нефти в газовый слой. Только в основном способе газ отбирают через скважины нефтегазовой зоны, а в предлагаемом — оттесняют его в чисто газовую зону.

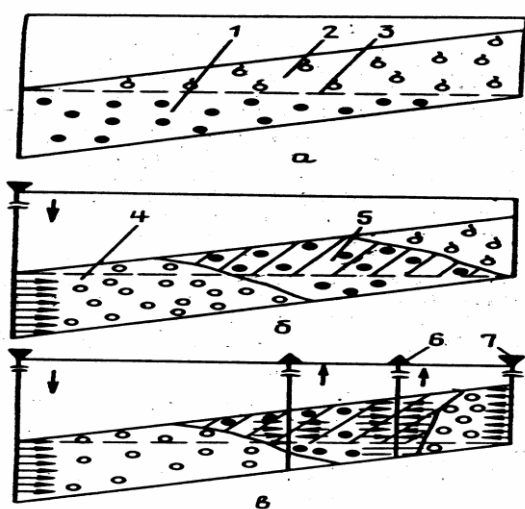


Рисунок 4.1.3 Схема этапов реализации способа регулирования разработки широкой газонефтяной зоны при начальном (а) состоянии залежи и последующих этапах заводнения (б, в). 1, 2-слои соответственно нефтяной и газовый, 3-начальный ГНК, 4-заводнённая зона, 5-зона «нефтяного вала», 6, 7-скважины соответственно добывающие и нагнетательные барьерные.

В целях повышения эффективности предлагаемого варианта регулирования создан еще один способ разработки широкой нефтегазовой зоны, заключающийся в нагнетании воды сначала в скважины внешнего барьерного ряда, а при подходе «нефтяного вала» к внутреннему барьерному ряду — также и в скважины внутреннего барьерного ряда.

При реализации способа значительная часть газа газового слоя нефтегазовой зоны вытесняется «нефтяным валом» в газовую зону; это позволяет сохранить газ и его потенциальную энергию для последующего более эффективного использования.

Используя предложенный способ, становится возможным разрабатывать нефтегазовую зону со сравнительно небольшими газовыми факторами продукции скважин.

Перехват «нефтяного вала» путем дополнительной перфорации газового слоя в добывающих скважинах нефтегазовой зоны при подходе к забоям скважин «нефтяного вала» в процессе реализации способа позволяет увеличивать темпы выработки запасов нефти этой зоны.

Недостатком указанных способов является то, что на место отобранного из газовой части подгазовой зоны газа внедряется нефть, часть которой может перейти в остаточную при последующем ее вытеснении водой, что снизит коэффициент нефтеизвлечения подгазовой зоны. Поэтому, чтобы этого не произошло, перед закачкой воды предлагается в подгазовую зону нагнетать оторочку растворителя углеводородов имеющего плотность в пластовых условиях меньше плотности нефти.

Оторочку растворителя углеводородов нагнетают во внешний ряд барьерных скважин (рис. 4.1.4). Фронт оторочки вытесняет нефть в нефтяной части подгазовой зоны и вторгается в газовую часть подгазовой зоны так как растворитель имеет меньшую плотность чем нефть, то вследствие гравитационной сегрегации а также из-за большей его подвижности по сравнению с нефтью, растворитель движется преимущественно в направлении газовой части, начинается его перемещение вместе с облегченной нефтью, растворенной в оторочке, из нефтяной части подгазовой зоны в пределах оторочки в газовую часть подгазовой зоны. Нагнетание воды продолжают до тех пор, пока фронт вытеснения газа углеводородной жидкостью не достигнет внутреннего барьерного ряда нагнетательных скважин, после чего углеводородную жидкость

(растворитель, нефть, растворенную в оторочке, и нефть нефтяной части подгазовой зоны) добывают, а в скважины внутреннего барьерного ряда нагнетают воду.

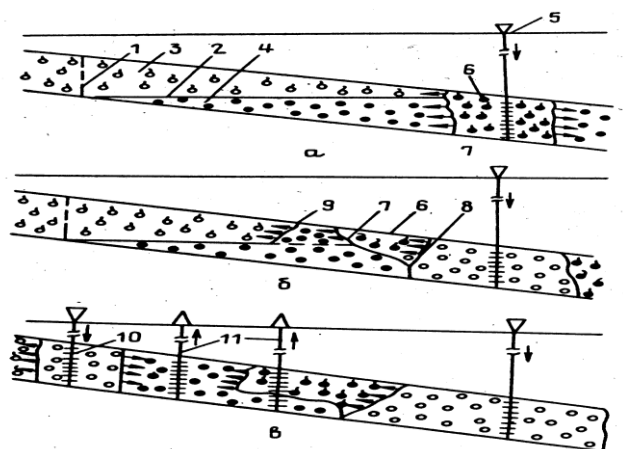


Рисунок 4.1.4 Схема разработки широких подгазовых зон на различных (а,б,в) стадиях процесса. 1-линия расположения внутреннего ряда барьерных нагнетательных скважин, 2-ГНК, 3, 4-газовая и нефтяная части подгазовой зоны, 5, 10-внешний и внутренний ряды барьерных нагнетательных скважин, 6-оторочка растворителя углеводородов, 7-условный фронт оторочки растворителя, 8, 9-фронт закачиваемой воды и вытеснения газа жидкостью, 11-добывающие скважины.

Предлагаемый способ позволяет существенно повысить коэффициент нефтеизвлечения широких подгазовых зон за счёт вытеснения оторочкой растворителя нефти, переместившейся из нефтяной в газовую часть подгазовой зоны, а также связанной нефти из газовой части подгазовой зоны, кроме того позволяет уменьшить объем нефти, перемещающейся из нефтяной в газовую часть за счет того, что в газовой части подгазовой зоны вследствие гравитационной сегрегации фаз движется преимущественно оторочка с растворенной в ней нефтью.

Таким образом, рассмотренные способы регулирования процесса разработки широких нефтегазовых зон при применении модифицированной системы барьерного заводнения крупных нефтегазовых залежей позволяют повысить эффективность их разработки за счет уменьшения вредного

влияния газа газонасыщенного слоя, позволяют повысить темпы отбора нефти, эффективно вводить в разработку широкую подгазовую зону крупной нефтегазовой залежи уже на ранней стадии разработки в условиях ограниченной мощности по переработке газа. [1][2]

4.2 Выработка нефти из тонких и сильно расчлененных нефтенасыщенных слоев

Разработка тонких оторочек обычно является нерентабельной. В этом случае разрабатывают только газовую часть залежи, а это приводит к безвозвратным потерям нефти. Поэтому в настоящее время одной из важных задач является освоение технологий выработки нефти из тонких нефтенасыщенных слоев.

В тех случаях, когда пласты имеют естественный наклон, между добывающими скважинами образуются зоны, которые не вовлекаются в разработку. Для выработки запасов нефти таких залежей необходима более плотная сетка добывающих скважин. Трудность извлечения запасов нефти связана с возможными прорывами газа газовой шапки и подошвенной воды в добывающие скважины, а это приводит практически к консервации нефти в оторочке. Предложен способ разработки нефтяных оторочек с учетом естественного наклона пластов. Месторождение, представленное чередующимися плотными пропластками с газовой шапкой, подошвенной водой и тонкой нефтяной оторочкой, оконтуренной газо- и водонефтяными контактами (рис. 4.2.1), вскрывают добывающими скважинами, расстояние между которыми 2σ определяется технологической схемой разработки месторождения. После вскрытия добывающими скважинами газовой шапки, нефтяной оторочки и водонасыщенной части последнюю перфорируют, причем интервал перфорации является функцией угла наклона пластов и расстояния между пробуренными скважинами и определяется зависимостью:

$$\Delta h = (2\sigma \cdot \operatorname{tg}\alpha) + \delta \quad (1)$$

где Δh — глубина вскрытия водонасыщенной части от границы водонефтяного контакта, м; 2σ — расстояние между скважинами, м; α — угол наклона пласта; δ — поправка на геолого-геофизические условия, $\delta = \pm 1/2(h_{\text{нп}} \cdot \text{tg}\alpha)$; $h_{\text{нп}}$ — толщина непроницаемого пропластка.

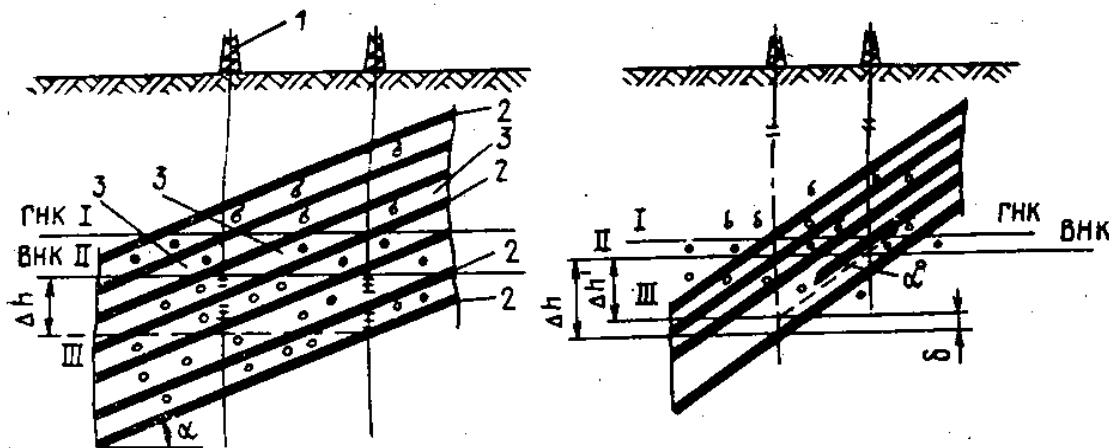


Рисунок 4.2.1 Схема разработки сильно расчленённой залежи с тонкой нефтяной оторочкой. 1-добывающая скважина, 2-плотные пропластки, 3-трудноизвлекаемые в разработку зоны. α -угол наклона плотных пропластков

При наличии в водонасыщенном слое непроницаемого прослоя значительной толщины поправка берется со знаком минус, а при наличии проницаемого пропластка значительной толщины — со знаком плюс. Введение поправки позволяет учесть наличие во вскрываемой водонасыщенной части проницаемого или непроницаемого прослоя, а также избавляет от необходимости учета соотношения толщин продуктивных и непроницаемых прослоев для различных моделей залежей нефти.

Данный способ можно использовать на месторождении, где залежь нефти представляет собой тонкую нефтяную оторочку со средней толщиной 4 м, залегающую на глубине порядка 2500 м. Углы наклона пластов находятся в пределах 2-16°. При увеличении толщины оторочки предлагаемый способ не исключает совместной перфорации и дренирования как водонасыщенной, так и нефтенасыщенной части разреза.

Преимуществом предлагаемого способа является возможность извлечения нефти из тонкой нефтяной оторочки месторождений с газовой шапкой и подошвенной водой, при этом полностью исключается возможность прорывов газа газовой шапки и полнее используется энергия расширения газовой шапки для достижения более высокой нефтеотдачи. Кроме того, увеличивается площадь нефтяной оторочки, охватываемая дренированием так как вовлекаются в разработку «мертвые» зоны нефти, расположенные между добывающими скважинами и не вскрытые ими.

Известно, что разработка газонефтяных залежей с обширными газовыми шапками и узкими нефтяными оторочками краевого типа значительно осложнена конусообразованиями, прорывами газа в добывающие скважины, уходом нефти в газонасыщенные части пласта и связанными с этим потерями нефти из-за «рассеивания» её в газовой шапке. Кроме того, на нефтяных оторочках краевого типа, вследствие небольшой ширины практически невозможно реализовать регулярные системы размещения скважин.

Существует способ разработки краевых оторочек на режиме истощения, включающий отбор нефти через добывающие скважины. Недостатком этого способа являются низкие темпы отбора нефти вследствие быстрого прорыва газа в виде «языков» к добывающим скважинам, а также низкие коэффициенты нефтеотдачи.

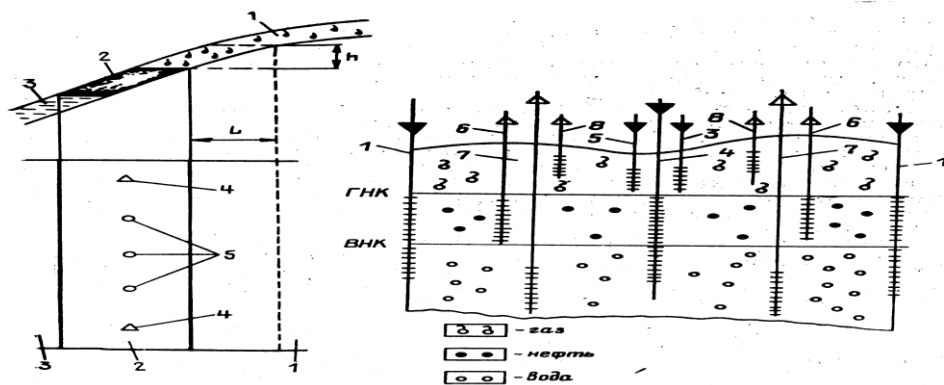


Рисунок 4.2.2 и 4.2.3 Схема разработки газонефтяной залежи с узкой нефтяной оторочкой (1, 2, 3-участок залежи соответственно газовый, нефтяной, водоносный)

нефтяной, водяной, 4, 5-скважины соответственно нагнетательные и добывающие) и способ перестроения узкой нефтяной оторочки.

Известен также способ разработки газонефтяных залежей включающий закачку воды в законтурную зону посредством нагнетательных скважин и отбор газа через добывающие скважины в центральной части залежи с последующим отбором нефти через эти же скважины после оттеснения нефти водой к центральной части залежи. Недостатками этого способа являются невозможность его использования в том случае, когда величина начальной нефтенасыщенности в газовой шапке ниже значений остаточной насыщенности (так называемая «сухая газовая шапка»); возможность разрыва оторочки при ее перемещении в центр залежи в зонально – неоднородном пласте, что ведёт к снижению коэффициента нефтеотдачи. В настоящее время коэффициент нефтеизвлечения из узких нефтяных оторочек составляет 2—7%.

Известен следующий способ увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения за счёт сокращения потерь нефти в «сухой газовой шапке». Цепочка нагнетательных и добывающих скважин размещается вдоль контура газоносности (рис. 4.2.2). Предварительно в период разведки залежи, с помощью отобранного керна, проводят определение начального распределения насыщенности нефтью газовой шапки и устанавливают ширину зоны, в которой величина насыщенности нефтью равна остаточной нефтенасыщенности. Затем проводят математическое моделирование процесса разработки данного участка. Зная геолого-промысловые параметры залежи и дебиты добывающих скважин (по данным пробной эксплуатации залежи), определяют необходимые объемы закачки в нагнетательных скважинах (забойные давления) чтобы газонефтяной контакт смещался в сторону газовой шапки. Для того, чтобы предотвратить потери нефти в «сухой газовой шапке» закачку воды проводят до момента, пока нефтяная оторочка не деформируется на величину, равную ширине зоны, в которой имеется равновесная нефтенасыщенность. После этого закачку воды

приостанавливают до тех пор, пока в продукции добывающих скважин не появится газ. После этого снова начинают закачку воды и далее весь цикл повторяется. При такой технологии добывающие скважины устойчиво работают без прорыва газа.

Таким образом, задача сводится к определению с помощью математического моделирования для заданных геолого-физических параметров газонефтяной залежи количества добывающих скважин между нагнетательными, расстояния между ними, объёма и периодичности закачки. Применение предлагаемого способа на газонефтяных месторождениях приведет к повышению коэффициента нефтеизвлечения на 5-10%.

Предлагается способ повышения эффективности добычи нефти из нефтяных оторочек малой толщины до и после предварительной разработки нефтяной зоны нефтегазовой залежи подстилаемой водоносным горизонтом.

Способ разработки осуществляют следующим образом.

Нагнетательные скважины 1 (рис. 4.2.3) размещают по краям участка и через них нагнетают воду в нефтенасыщенную 2 и водонасыщенную 3 зоны залежи. Дополнительно в центре участка размещены нагнетательные скважины 4, через которые также закачивают воду как и через 1, и нагнетательные скважины 5, через которые закачивают газ в газонасыщенную зону залежи. Добывающие скважины 6, 7, 8 размещены между нагнетательными скважинами 1 и 4. Через скважины 6 добывают нефть, через скважины 7 - воду и через скважины 8 - газ. При этом добычу нефти, воды и газа осуществляют одновременно-раздельно.

Предложен способ разработки газонефтяной залежи в сложнопостроенном коллекторе, когда вдоль контура газоносности по замкнутым линиям пересечений ГНК с кровлей плотных пропластков и на пересечениях ГНК с проекцией на него границы выклинивания плотных пропластков размещают нагнетательные скважины. В них закачивают воду, чем достигается надежное разобщение водяным барьером газовой и нефтяной частей залежи (рис. 4.2.4). Плотные пропластки распространены

как в газовой, так и в подгазовой зонах. Нагнетательные скважины размещают по линии контура газоносности, линиям пересечения поверхности ГНК с поверхностью кровли протяжённых плотных пропластков и по линиям проекций границ этих пропластков в газовой и подгазовой зонах на поверхность ГНК.

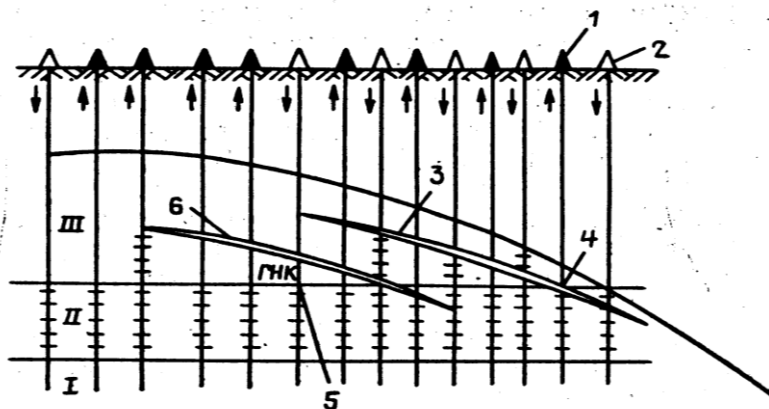


Рисунок 4.2.4 Разработка залежи в сложнопостроенном коллекторе с нагнетанием воды: 1, 2-добывающие, нагнетательные барьерные скважины, 3-плотные пропластки, 4-линии пересечения поверхности ГНК с поверхностью кровли плотных пропластков, 5-линии проекций границ этих пропластков на поверхность ГНК, 6-непроницаемая кровля пласта. 1, 2-зоны подгазовая и водоносная, 3-газовая шапка.

Добывающие скважины размещают между нагнетательными барьерными рядами. В нагнетательных скважинах перфорируют пласты полностью в подгазовой зоне и до ближайшего плотного пласта в газовой шапке. На участках, где между ГНК и кровлей залежи нет плотных пропластков в нагнетательных скважинах, пласт перфорируют только в подгазовой зоне. Нагнетанием воды образуют барьер давления, надежно изолирующий участки подгазовых зон под протяженными плотными пропластками от основных объемов газа газовой шапки. Отсеченные небольшие объёмы газа газовой шапки между поверхностью ГНК и плотными пропластками отбираются через добывающие скважины. К моменту отбора отсечённого газа добывающие скважины переходят на отбор только нефти без газа газовой шапки. Способ позволяет разрабатывать

залежи углеводородов в сложнопостроенных коллекторах закачкой воды в нагнетательные скважины с последующим быстрым отбором через добывающие скважины небольшого количества отсеченного газа. После этого добывающие скважины подгазовой зоны, расположенные между рядами барьерных нагнетательных скважин, значительно увеличивают дебит вследствие отсутствия в их продукции больших объёмов газа.

Предложен способ разработки нефтегазовых залежей, залегающих в сложнопостроенных коллекторах основанный на образовании в проницаемых пропластках вязких оторочёк. Для реализации способа определяют участки активного внедрения газа и воды по высокопроницаемым пропласткам за внутренним контуром газоносности, вдоль которого бурят скважины первого барьерного ряда до подошвы нефтяного пласта. Через эти скважины нагнетают вязкий агент. Таким образом в первую очередь формируют барьеры со стороны газовой шапки. Из добывающих скважин первого барьерного ряда извлекают газ для создания в них депрессии и растягивания барьера вдоль внутреннего контура газоносности. После создания барьера со стороны газовой шапки на нефтяной части залежи бурят нефтяные скважины, которые работают при постоянных заданных депрессиях. При появлении вязкого агента (анализ отобранных из скважин проб нефти) нефтяные скважины первого ряда останавливают, чтобы исключить отбор агента и расформирование барьера. Нефтяные скважины второго ряда продолжают работать, но после появления газа в скважинах первого ряда, что указывает на прохождение через них вязкого барьера, их переводят на нагнетание воды. На этой стадии разработки нефтяной оторочки, когда использована энергия газовой шапки, бурят и пускают в работу газовые скважины. При работе нефтяных скважин устанавливают участки активной связи нефтяной оторочки с водоносной частью, на которых за внешним контуром нефтеносности также создают барьер вязкого агента аналогично барьеру со стороны газовой шапки. При появлении вязкого агента в нефтяных скважинах первого добывающего ряда со стороны водоносной

части залежей их останавливают, а после появления воды переводят под нагнетание воды.

Первоочередность закачки вязких агентов со стороны газовой шапки обусловлена тем, что при равной проницаемости пропластков в зонах газо- и водонефтяного контактов вероятность прорыва газа к нефтяным скважинам будет выше опасности прорыва воды во столько раз, во сколько вязкость газа меньше вязкости воды, т. е. в 50—70 раз.

Барьеры из вязких агентов препятствуют избирательному прорыву газа из газовой шапки и воды водонасыщенной части по высокопроницаемым пропласткам к нефтяным скважинам и позволяют осуществить максимальный отбор нефти не только из высокопроницаемых, но и из плотных пропластков. Добычу газа осуществляют одновременно с формированием водяных барьеров потому, что к этому моменту рациональное использование энергии газовой шапки заканчивают и дальнейшая консервация запасов нефти нецелесообразна. [7]

4.3 Водогазовое воздействие на нефтяную оторочку

При разработке нефтяной залежи путем нагнетания газа и воды в нагнетательные скважины и добычи нефти из добывающих скважин недостатком является низкая степень вытеснения нефти. Поэтому важным является увеличение охвата пласта воздействием и увеличение степени вытеснения нефти за счет гравитационного смешения газа и воды и кинематического процесса поочередного вытеснения водой и газом.

Цель достигается тем, что нагнетательные и добывающие скважины размещают фронтально, вскрывают пласт в добывающих и нагнетательных скважинах - в одной половине через одну на 30 – 50% толщины пласта в верхней части, а в другой половине на 30 - 50% толщины пласта в нижней части. Поочередно, периодически с продолжительностью периода от 1 - 3 сут до 1 - 3 мес газ закачивают в нагнетательные скважины, вскрывшие пласт в нижней части, и одновременно нефть отбирают из добывающих скважин,

вскрывших пласт в нижней части, расположенных перед простаивающими нагнетательными скважинами, а воду закачивают в нагнетательные скважины, вскрывшие пласт в верхней части, и одновременно нефть отбирают из добывающих скважин, вскрывших пласт в верхней части, расположенных перед простаивающими нагнетательными скважинами.

Таким образом, предлагаемый способ направлен на повышение эффективности извлечения нефти из пластов до потенциально возможной величины при водогазовом воздействии. Достигнуть этого можно путем нагнетания газа (азота, воздуха, пара) и воды в самостоятельные скважины и целенаправленного использования гравитационных сил и изменения направления потоков для образования водогазовых смесей в пласте вдали от забоев скважин.

При разработке газонефтяной залежи с водогазовым воздействием на нефтяную оторочку чередующиеся оторочки газа и воды образуются за счет нагнетания воды рядами скважин в подгазовую и газонасыщенную зоны и вовлечения в процесс вытеснения объёма газа, заключенного в подгазовой зоне (рис. 4.3.1). На нефтяной части залежи с газовой шапкой параллельными внешнему контуру нефтеносности рядами размещают добывающие скважины, в газовой и подгазовой частях - нагнетательные.

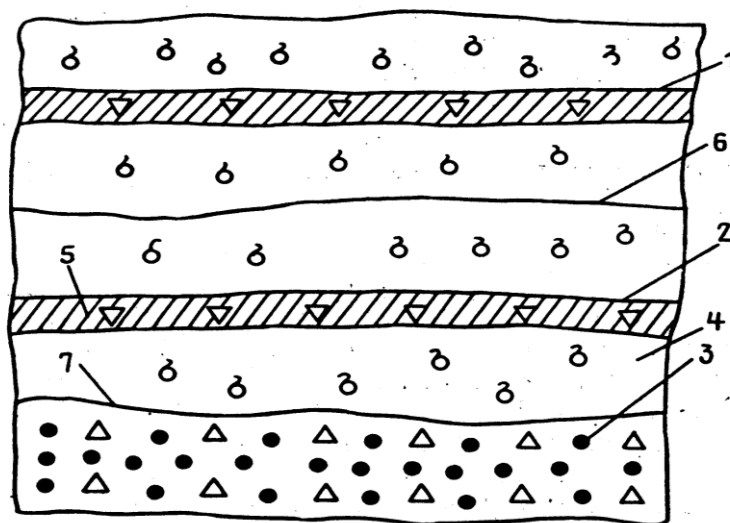


Рисунок 4.3.1 Схема образования чередующихся оторочек воды и газа за счёт вовлечения в разработку объёма газа подгазовой зоны: 1, 2-ряды

нагнетательных скважин в газовой и подгазовой частях залежи, 3-добывающие скважины в нефтяной части, 4, 5-оторочка соответственно газа и воды, 6, 7-контуры нефтеносности соответственно внутренний, внешний.

Эксплуатация залежи начинается с включения в работу добывающих скважин и нагнетательных скважин подгазовой части, которые одновременно являются промежуточными. Последние для создания вала воды подключаются под закачку через одну. Из промежуточных скважин отбирают нефть с газом на форсированных режимах. Отработанную нагнетательную скважину включают под закачку воды для выравнивания фронта создаваемой оторочки воды. Продолжительность нагнетания в отработываемые скважины не превышает 1 года. Далее промежуточные нагнетательные скважины выключают из эксплуатации, включая одновременно под нагнетание воды нагнетательные скважины газовой части залежи при забойном давлении 25 - 29 МПа.

Добывающие скважины продолжают работать с неизменными режимами. Закачиваемая в нагнетательные скважины вода проталкивает в нефтяную часть две оторочки газа и одну оторочку воды, т. е. вытеснение нефти проводится методом водогазового воздействия с чередующимися оторочками газа и воды. Эффективность такого вытеснения намного выше метода заводнения и последующего вытеснения газовой оторочки водой.

Недостатком этого способа являются высокие энергозатраты. С целью снизить энергозатраты при разработке газонефтяной залежи с вытеснением нефти из пласта водогазовой смесью последнюю создают непосредственно в пласте. Снижают давление в залежи до поступления в нефтяную зону газа или воды. После этого в зону ГНК закачивают воду или в зону ВНК - газ, причём снижение давления и закачку воды или газа периодически повторяют. Сущность способа - возможность использовать ресурсы газа газовой шапки или воды водяной зоны для создания водогазовой смеси, вытесняющей нефть из пласта. Из практики разработки нефтяных залежей

хорошо известно, что при отборе нефти из нефтяной залежи, имеющей газовую шапку и водяную зону, происходит двухстороннее вытеснение нефти газом газовой шапки и водой водоносной области. Таким образом, поступление воды в зону вблизи ВНК и газа вблизи ГНК, т. е. в зону образования водогазовой смеси, может быть обеспечено без закачки с поверхности. При отборе нефти, например, в газонапорном режиме снижается пластовое давление и расширяется газовая шапка. Как только из газовой шапки в нефтяную зону внедрится газ, в зону ГНК закачивают воду. В противном случае газовые языки прорываются к добывающим скважинам. Вместе с тем непрерывная закачка воды нецелесообразна с энергетической точки зрения, так как недостаточно полно используется энергия газовой шапки. Поэтому после получения оторочки воды в зоне ГНК закачку воды прекращают. Далее процесс повторяют в указанной последовательности.

Последний способ синтезирует в себе преимущества вытеснения нефти водогазовой смесью, циклического заводнения и позволяет рационально использовать энергию газовой шапки.

При разработке нефтяной залежи с газовой шапкой периодически нагнетают воду, загазовывают нефтяную часть пласта газом шапки и отбирают нефть. Нагнетание воды через нагнетательные скважины прекращают на период до прорыва газа шапки к добывающим скважинам и проводят до момента заводнения загазованных объёмов нефтяной части залежи. Наиболее благоприятным является применение способа при достижении обводнённости продукции 10 - 60%. К этому времени вода займет наиболее проницаемые объёмы пласта. Остановка в этот момент закачки воды в нагнетательные скважины в сочетании с форсированным отбором нефти из добывающих понизит давление в зоне отбора, что приведёт к перетоку газа шапки в нефтяную зону. Поскольку наиболее проницаемые объёмы пласта заняты водой, газ будет вытеснять нефть из менее проницаемых пор, куда вода по своим физико-химическим свойствам проникнуть не может. Поскольку в зонах пласта, занятых проникающим

газом шапки, фильтрационное сопротивление для газа очень мало (из-за низкой вязкости газа), охват пласта вытеснением газом невелик (всегда меньше по сравнению с вытеснением нефти водой). Эти обстоятельства делают нежелательным продолжительное вытеснение нефти газом шапки, которое может вызвать балластное проскальзывание газа в добывающие скважины. Последние работают до прорыва к ним газа (практически до достижения доли газа в общем дебите скважины 0,1 - 0,2), после которого их останавливают и начинают закачку воды в нагнетательные скважины. Закачку воды проводят повышенными темпами в целях быстрого увеличения пластового давления в зоне отбора до величины, превышающей пластовое давление в газовой шапке. Тогда включают в работу добывающие скважины. Суммарный отбор жидкости из них не должен превышать объём воды, поступающей от нагнетательного ряда в зону отбора. При этих условиях газ шапки не может перетекать в нефтяную зону, вода же вытеснит в добывающие скважины газовые языки (заодно газы заводнящиеся объёмы пласта). Таким образом, эффективность водогазового воздействия проявит себя в полной мере. В изложенной последовательности остановку нагнетательных скважин можно осуществлять несколько раз. Момент остановки определяют по обводнённости и газонасыщенности продукции добывающих скважин. Обводнённость должна быть не менее, чем в момент предшествующей остановки, а доля газа шапки - равной нулю.

Повышение коэффициента нефтеизвлечения достигается за счет снижения фазовой проницаемости по воде способом, предусматривающим осуществление закачки воды в зоны газонефтяных контактов после начала разработки месторождения на естественном газонапорном режиме. Причем закачку воды в различные пласты начинают в момент максимального насыщения их неподвижным газом. Указанный момент для i -го пласта определяют из следующего соотношения:

$$T_i = 2m_i \cdot L_{ni} \cdot S_{спред} \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot h_i}{K_i q_{ni}} \quad (2)$$

где m_i - пористость; L_{ni} - расстояние между рядами скважин, м; h_i - нефтенасыщенная толщина, м; K_i - абсолютная проницаемость пласта, мкм²; $S_{г\text{ пред } i}$ - максимальная насыщенность неподвижным газом; q_{ni} - объёмный дебит скважины по нефти при естественном режиме, м³/сут; n - количество пластов на месторождении.

Способ основан на комбинированном вытеснении нефти водой и газом в условиях многопластовых месторождений. Эффективность метода по сравнению с обычным заводнением достигается тем, что присутствие в пласте газа как внешнего, так и выделившегося из нефти при ее разгазировании, снижает фазовую проницаемость для воды, а, следовательно, и ее подвижность. Это сдерживает прорыв воды к добывающим скважинам, приводит к более полному вытеснению нефти, повышает безводную нефтеотдачу и увеличивает период фонтанной добычи. Проведенные расчёты показали, что наибольший эффект достигается в том случае, когда объёмы вытесняющих агентов подобраны таким образом, что фронты вытеснения нефти водой и газом при подходе к добывающим скважинам были близки. Для соблюдения этого условия закачку воды в каждый пласт начинают в оптимальный для него момент времени T_i зависящий от параметров пласта и расположения скважин. В этом случае в нефтяную зону пропускается такой объём газа, который при дальнейшем вытеснении водой «размажется», по пласту, но не прорвётся в добывающие скважины.

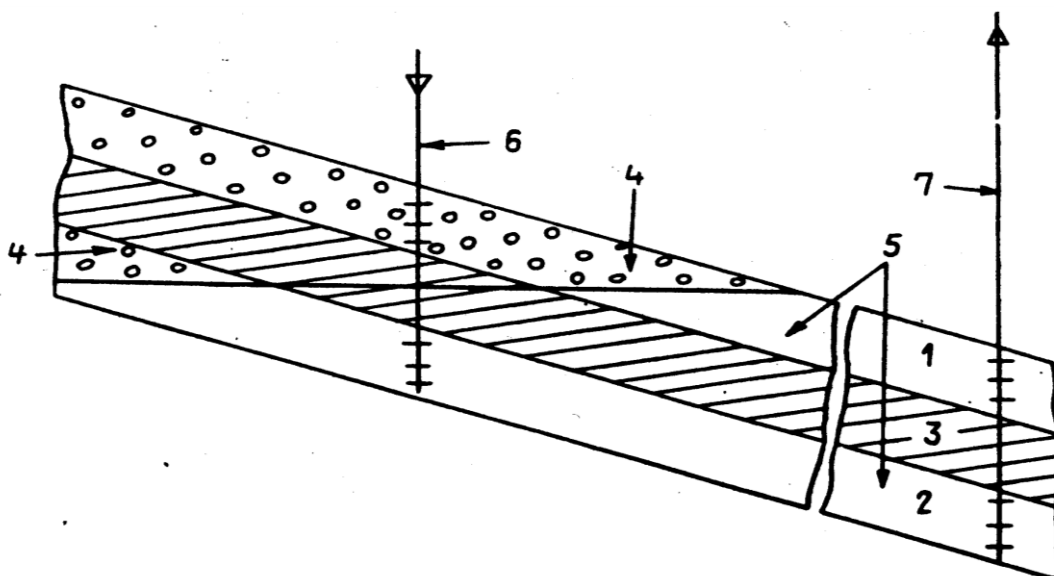


Рисунок 4.3.2 *Водогазовое воздействие после разработки месторождения на естественном режиме.*

На рис. 4.3.2 схематично изображено газонефтяное месторождение, которое состоит из двух пластов 1 и 2, разделённых непроницаемой перемычкой 3. Пласты представлены газовыми шапками 4 и нефтяными оторочками 5. Месторождение разрабатывается системой нагнетательных 6 и добывающих 7 скважин. [6]

4.4 Изоляция нефтяной оторочки путем создания на контактах искусственных экранов

В пределах подгазовых и газонефтяных зон выделяются запасы нефти «неконтактных» участков. Добыча нефти из них не вызывает затруднений. Наихудшими считаются условия, когда нефть залегают в виде тонкого слоя в однородном пласте, повсеместно подстилаемом подошвенной водой и имеющем гидродинамически совершенный контакт с газовой шапкой по всей площади. Поэтому ведется поиск технологий, направленных на создание областей с повышенным фильтрационным сопротивлением для перевода запасов нефти в категорию «неконтактных» и соответствующее упрощение разработки нефтяных оторочек.

При определенном геологическом строении газонефтяной залежи в случае наличия в основном контактных запасов нефти трудности извлечения

нефти из таких залежей могут быть преодолены применением линейных или пятиточечных систем заводнения со следующей технологией закачки воды и отбора нефти.

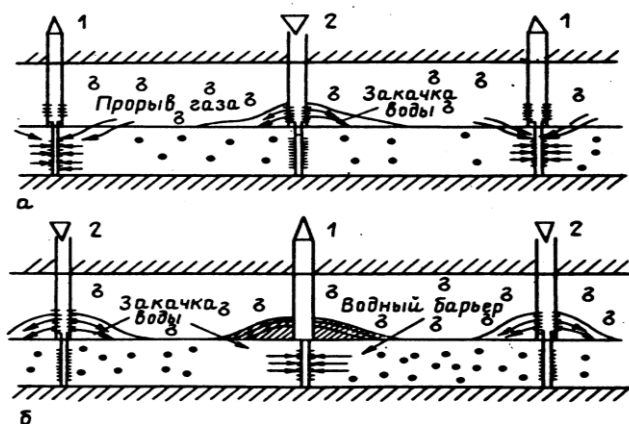


Рисунок 4.4.1 Схема создания жидкостного вязкого барьера между газом и нефтью: 1, 2-скважины добывающие, нагнетательные.

Вода закачивается на контакте газ-нефть и в газовой зоне создаётся жидкостной барьер (рис. 4.4.1). Создание жидкостного барьера и барьера давления позволит оттеснить некоторый объём газа подгазовой зоны от добывающих скважин. Работа добывающих скважин, перфорированных в нефтенасыщенной части разреза, будет сначала сопровождаться высокими газовыми факторами. Затем по мере оттеснения газа закачиваемой водой добывающие скважины перейдут на добычу обводненной нефти. После этого эти добывающие скважины можно перевести под нагнетание воды (рис. 4.4.1,б). Бывшие же нагнетательные в этот период переводятся в фонд добывающих. В них перфорируется нефтенасыщенная часть пласта, после чего проводится отбор нефти из поджидкостного барьера. Перемена функций скважин вызывает изменение направлений фильтрационных потоков по простиранию пласта, а знакопеременные депрессии создают максимально возможную амплитуду циклического воздействия на нефтяной слой по вертикали. Газ подгазовых зон добывается через нефтяные скважины вместе с жидкостью.

Предлагаемый способ закачки воды препятствует подъёму нефти в газовую шапку и предотвращает потери нефти за счет смачивания сухих песков газовой шапки.

Предложен способ разработки нефтегазоконденсатной залежи, целью которого является увеличение углеводородоотдачи в газоконденсатной и нефтяной частях залежи за счет более полного извлечения конденсата и нефти. Отрезающие нагнетательные скважины располагают в области ГНК и перфорируют их только в газонасыщенной части пласта. Ряды добывающих скважин размещают в нефтяной и газоконденсатной частях пласта между рядами нагнетательных скважин (рис. 4.4.2). Отбор газа из газовой части и нефти из нефтяной части осуществляют одновременно с закачкой в область ГНК двуокиси углерода, причем задают такие темпы отбора нефти и газа, которые обеспечивают проникновение CO_2 на 10 - 15% порового объёма, занятого нефтью и на 5 - 10% порового объёма, занятого газом и конденсатом в газовой части газоконденсатной залежи. Количество CO_2 необходимое для образования области полной смешиваемости выбирают в зависимости от неоднородности пластов с учётом того, что для однородной модели пластов количество CO_2 необходимое для образования в пласте области полной смешиваемости, составляет 10 - 12% порового объёма. Через те же нагнетательные скважины на границу ГНК подают проталкивающий агент (ПА), после чего темпы отбора газа из газовой части и нефти из нефтяной части могут быть изменены. Эффект от закачки двуокиси углерода в область ГНК состоит в том, что она в пластовых условиях имеет плотность, позволяющую при закачке в пласт CO_2 создать надёжный разобщающий барьер между газовой и нефтяной частями залежи. Разделяющий барьер при закачке ПА делится им на два барьера: верхний и нижний, каждый из которых продвигается в свою часть залежи. Таким образом, в нефтяной части залежи происходит вытеснение нефти барьером CO_2 продвигаемым ПА.

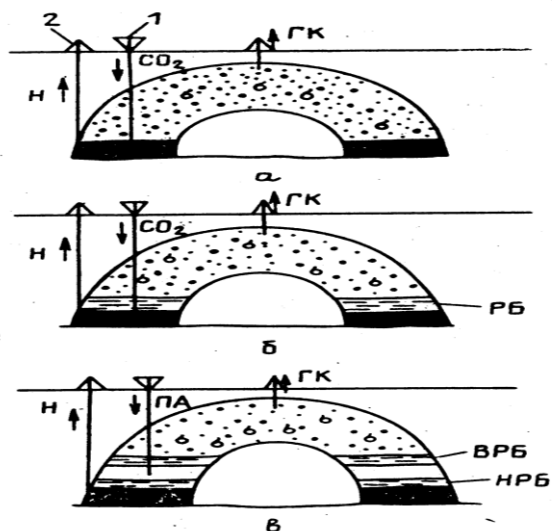


Рисунок 4.4.2 Схема создания разделяющего барьера и одновременного отбора углеводородов из газовой и нефтяной частей залежи: 1-нагнетательные скважины для закачки двуокиси углерода и проталкивающего агента в область ГНК, 2-добывающие скважины для добычи нефти из нефтяной части газоконденсатной залежи, ГК-конденсат, РБ-двуокись углерода, ВРБ-верхний разделяющий барьер, НРБ-нижний разделяющий барьер, н-нефть.

Имеется способ разработки нефтяной залежи с активной подошвенной водой. Изобретение позволяет увеличить нефтеотдачу за счёт саморегулируемости процесса нефтедобычи. Для этого нефтегазовая залежь вскрывается газовыми и нефтяными скважинами (рис. 4.4.3).

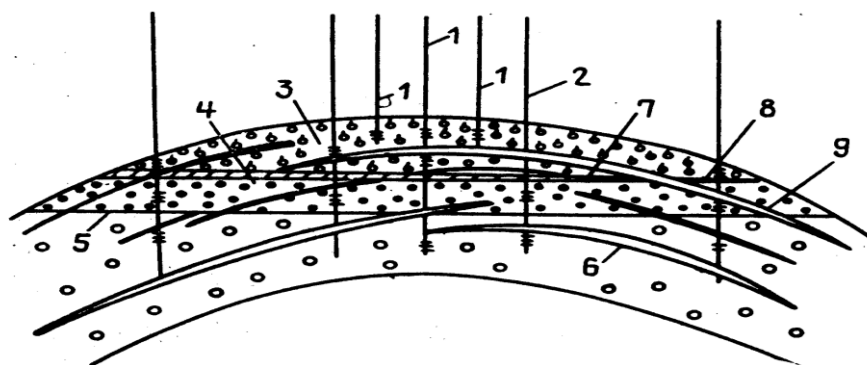


Рисунок 4.4.3 Схема создания в зоне ГНК оторочки пластовой воды: 1, 2-скважины газовые, нефтяные; 3, 4-зоны газо-, нефтенасыщенная; 5, 8-

соответственно ВНК, ГНК; 6-водонасыщенная зона; 7-водяной барьер; 9-плотные пропластки.

Нефтяные скважины перфорируют и оборудуют каналами для перепуска подошвенной или краевой воды в зону выше ГНК. Затем начинают отбор газа через газовые скважины, пробуренные в сводовой части залежи. При этом обеспечивают фиксацию ГНК и ВНК. При отборе некоторого количества газа осуществляют переток подошвенной или краевой воды в зону ГНК. В результате на поверхности ГНК образуется оторочка из пластовой воды, препятствующая прорывам газа в нефтяные скважины. Кроме того, снижается активность подошвенной воды, что препятствует смещению нефти в газовую залежь. Увеличение плотности размещения нефтяных скважин от сводовой части залежи к внешнему контуру нефтеносности позволяет создать оторочку по всей площади ГНК. После того как скважины пробурены и оборудованы, начинают добычу газа из газонасыщенной зоны. При отборе некоторого количества газа возникает перепад давления между зоной подошвенной или краевой воды и газонасыщенной зоной, в результате чего подошвенная вода перепускается в зону ГНК, образуя слой, движущийся от внешнего контура газоносности к центру залежи. Такое движение перепускаемая вода приобретает вследствие того, что внутри газонасыщенной части градиент давления направлен к центру залежи, так как газовые скважины расположены в основном в сводовой части. В результате этого на поверхности ГНК образуется оторочка из пластовой воды, препятствующая прорывам газа в нефтяные скважины. Перепуск воды приводит к некоторому снижению активности подошвенной воды и препятствует, таким образом, смещению нефти в газонасыщенные прослои.

Наряду с методами, направленными на недопущение прорыва газа в нефтяные скважины, необходимы мероприятия по ограничению водопритокков. К ним относятся следующие.

Предлагается для ограничения водопритоков в скважину применять гелеобразный состав. Цель - увеличение прочности геля при одновременном повышении его устойчивости к воздействию минерализованной воды и увеличение сроков гелеобразования в пластовых условиях. Состав имеет следующее массовое содержание компонентов, %: полиакриламид - 0,4 - 0,6, конденсированная хромсодержащая сульфит спиртовая барда 2 - 3, поверхностно-активное вещество 2 - 3, вода - остальное. Данный состав обеспечивает получение прочного геля в пластовых условиях, что позволяет выдерживать большие перепады давления и увеличивает длительность эффекта изоляции. Большие сроки гелеобразования на поверхности позволяют заранее готовить гелеобразующий состав для проведения изоляционных работ на целой группе скважин при системной обработке призабойной зоны.

В другом гелеобразующем составе массовое содержание компонентов следующее, %: жидкое стекло - 7 - 10, гипан 1,0 - 2,5, добавка нитролигнина 5 - 7, вода - остальное. При приготовлении состава вначале готовят смесь жидкого стекла, гипана и воды, которую перемешивают 15 - 20 минут. При перемешивании в смесь добавляют нитролигнин и после этого перемешивают 3 - 5 мин и сразу закачивают в пласт. Вязкость состава незначительна, он легко прокачивается по насосно-компрессорным трубам и проникает как в высокопроницаемые, так и в низко проницаемые пропластки.

Для повышения эффективности гидроизоляции пласта в скважине за счёт улучшения качества водоизолирующего экрана в пласт закачивают предварительно приготовленную смесь гипана и поли-N, N-диметил-5,3-метиленипiperидиния хлорида и хлористый натрий от 5 до 7 мас.%. Затем в пласт последовательно вводят водный раствор хлористого натрия концентрацией 5 - 7 мас.% в количестве 5 - 10% объёма исходной смеси и воду в количестве 2-5 объёмов исходной смеси. Смесь готовят путем тщательного перемешивания компонентов до гомогенного состояния. В

данных условиях максимальное значение эффективности гидроизоляции составляет 95% и сохраняется при прохождении через модель 25 поровых объёмов воды.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти и газа из НГЗ, состоящей из обводнённой нефтегазоносной и нижележащей водоносной частей пласта, используют естественный водонапорный режим, для чего снижают пластовое давление созданием непроницаемого экрана между нефтегазоносной и водоносной частями пласта и переходят к разработке залежи на режиме истощения.

Непроницаемый экран создают из концентрированного водного раствора кальцинированной соды. Закупорку коллекторов обводнившейся части продуктивного пласта проводят путем закачки в приконтурные скважины суспензий или водных растворов агентов, образующих в результате химической реакции с пластовыми водами экран в виде твёрдого осадка или коллоида. Для залежей с глинистыми коллекторами (глинистость более 20%) в целях уменьшения проницаемости приконтурной зоны можно использовать пресную воду, способствующую разбуханию глинистых частиц.

Повышение эффективности изоляции достигают за счет предотвращения размыва составов в период их структурирования. В скважину последовательно закачивают два изолирующих состава с регулируемым временем схватывания. В качестве изолирующих составов используют составы, автономно отверждающиеся в объёме. Время схватывания первого состава не меньше времени закачки в пласт обоих составов. Время схватывания второго состава не меньше времени схватывания первого состава. Время схватывания составов регулируется массовым соотношением компонентов и подбирается в соответствии со временем закачки и продавки в пласт. Композиция составов с заданным временем схватывания (структурирования) подбирается экспериментально с

учётом влияния пластовой температуры. Приготовление составов ведётся перед проведением изоляционных работ.

Предложен способ изоляции пластовых вод в скважине, при котором сочетается повышение качества изоляции с одновременным упрощением способа. В скважину спускают и цементируют обсадную колонну. В процессе цементирования проводят формирование каверны в стенке путем изменения направления движения цементного раствора в заколонном пространстве а также формируют горизонтальные трещины и их заполняют цементным раствором (рис. 4.4.4 а, б, в).

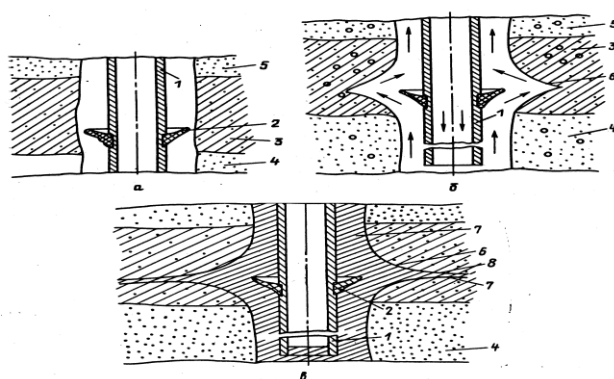


Рисунок 4.4.4 Способ создания экрана с использованием цемента, участок ствола скважины: а-перед цементированием обсадной колонны, б-в процессе цементирования, в-в процессе образования экрана в стенке скважины.

Способ реализуют следующим образом. После окончания бурения скважины проводят геофизические исследования определяют глубины залегания нефтяного и водоносного пластов и фактический диаметр скважины. В скважину спускают обсадную колонну 1, на которой закреплен отклонитель 2 потока. Отклонитель 2 располагают в интервале 3 между водоносным 4 и нефтеносным 5 пластами. Проводят цементирование, в процессе которого движущиеся в затрубном пространстве скважины жидкости за счёт установки отклонителя 2 потока изменяют направление движения, воздействуют на стенку скважины и формируют в ней каверну 6. На (рис. 4.4.4, б) стрелками показано направление движения жидкостей необходимый объём цементного раствора, определяемый по фактическому

диаметру скважины, составляет примерно 55 м^3 . Закачивают в скважину 60 м^3 цементно раствора с таким расчётом, чтобы лишние 5 м^3 раствора пошли на заполнение формирующейся к концу процесса цементирования в стенке скважины каверны и образующихся впоследствии горизонтальных трещин. По мере закачивания цементного раствора возрастает гидростатическое давление в затрубном пространстве скважины. Возникающие напряжения концентрируются на вершине образующей каверны 6, в конце цементирования гидростатическое давление столба 7 жидкости (рис. 4.4.4, в) превысит допустимое давление гидроразрыва пород, произойдет гидроразрыв пород по каверне и образовавшиеся, горизонтальные трещины 8 заполнятся цементным раствором. Для предупреждения преждевременного гидроразрыва в процессе цементирования ограничивают скорости закачивания по известным методикам.

Другой способ предотвращения образования конуса обводнения в добывающей нефтяной скважине заключается в следующем.

В добывающей нефтяной скважине имеющей сообщение по меньшей мере с частью нефтяного пласта, контактирующего с залегающим ниже водоносным пластом, создают водонепроницаемый барьер, препятствующий движению этой жидкости из нижележащего пласта вверх в скважину. Для этого определяют плотность подстилающей воды и готовят кислотный раствор, экстрагирующий ионы металла из пластовой структуры и содержащий достаточное количество не ионных растворимых твердых веществ для повышения плотности кислотного раствора до уровня, превышающего плотность воды в нижележащем пласте. Утяжеленный кислотный раствор нагнетают через скважину в пласт. Приготавливают подкисленную эмульсию, содержащую углеводородную смолу, подкисленную воду и устойчивое к кислоте ПАВ и склонную к деэмульгированию при контакте с достаточной концентрацией ионов многовалентного металла. В состав эмульсии также входит растворимый не ионный твердый материал для увеличения ее плотности. Эмульсию вводят в

пласт ниже отверстий перфорации, где имеются, ионы многовалентного металла. При деэмульгировании эмульсии возникает барьер, значительно уменьшающий проницаемость пласта для потока жидкости на сравнительно продолжительный период времени. [3][4]

4.5 Одновременно - раздельная разработка нефтяной и газовой зон залежей

Среди проблем разработки газонефтяных залежей наиболее важной является проблема совместной разработки нефтяной залежи и газовой шапки. При разработке газонефтяных месторождений часто возникают трудности, связанные с тем, что отбор нефти из таких месторождений сопровождается падением пластового давления, расширением газовой шапки и перемещением ГНК. Падение пластового давления приводит к выделению из нефти растворенного газа и к образованию газовой фазы. При неподвижности ГНК основные запасы нефти будут вырабатываться за счёт внедрения в пласт воды. Метод одновременной разработки заключается в том, что в промышленную разработку и эксплуатацию вводятся одновременно и нефтяная зона и газовая шапка и, таким образом, осуществляется одновременная добыча нефти и газа.

В процессе разработки залежи непрерывно изменяются пластовое и забойное давления, что сопровождается фазовыми превращениями углеводородной смеси в нефтяной и газовой частях пласта, изменением состава и свойств жидкой и газовой фаз и коэффициентов относительной проницаемости пористой среды для нефти и газа. В этих условиях для обеспечения гидростатического равновесия ГНК необходимо непрерывно изменять дебит нефти и газа или при поддержании на постоянном уровне одного из них непрерывно изменять (уменьшать) другой, что практически неосуществимо. Поэтому предлагают осуществлять ступенчатое изменение дебитов нефти и газа. Сущность его состоит в том, чтобы дебиты нефти и газа поддерживать постоянными в течение периода, за который нефтяной

конус достигнет нижних отверстий интервала перфорации газовой части пласта или газовый конус - верхних нефтяной части пласта (нефть появляется в газовой продукции, либо газ в нефтяной). Залежь разбуривают со вскрытием всей толщины пласта, спуском и цементированием обсадной колонны, выборочной перфорацией газовой и нефтяной частей пласта и последующим разобщением интервалов перфорации с помощью пакера, устанавливаемого на лифтовых трубах на уровне ГНК. После освоения скважину пускают в работу с максимальным дебитом газа, а дебит нефти устанавливают из соотношения:

$$q_n = q_g \cdot \frac{\mu_g K_n h_n}{\mu_n K_g h_g}, \quad (3)$$

где , q_n, q_g - дебиты соответственно нефти и газа при текущих условиях на забое, м³/сут; μ_n, μ_g - коэффициенты динамической вязкости соответственно нефти и газа, мПа*с; K_n, K_g - коэффициенты относительной проницаемости для нефти и газа соответственно в нефтяной и газовой зонах залежи; h_n, h_g – эффективные толщины нефте- и газонасыщенной частей пласта, м.

В связи с тем, что точные исходные величины формулы (3) могут быть неизвестны, проводят выборочно промыслово-геофизические исследования скважин на заданном режиме и в случае необходимости вносят коррективы в отборы нефти. В зависимости от конкретных условий в качестве исходного может быть задан максимальный дебит нефти. Тогда из соотношения (3) устанавливают дебит газа. Выбранный режим работы скважин поддерживают постоянным в течение периода, за который ГНК достигнет нижних отверстий интервала перфорации газовой части залежи или верхних нефтяной. Для контроля за деформацией ГНК периодически отбирают пробы нефти и газа на анализ.

После появления нефти в газовой продукции или газа в нефтяной, что фиксируют резким ростом газового фактора нефтяной продукции или увеличением содержания жидкой фазы (фракции C₅H₁₂ и высшие) в газовой

продукции, а также изменением компонентного состава, молекулярной массы и плотности нефти и газа, устанавливаются новые соотношения дебитов нефти (газа), исходя из соотношения (3). В качестве исходных данных для выбора дебитов нефти и газа используют зависимости коэффициента фазовой проницаемости пористой среды от давления, данные об изменении в процессе снижения давления состава, динамической вязкости и плотности нефти и газа. Предложенный способ наиболее эффективен при поддержании пластового давления в газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой, когда, помимо увеличения коэффициента нефтеизвлечения, достигают также значительного увеличения коэффициента конденсатоотдачи.

Чтобы предотвратить поступление нефти в газовую зону необходимо после обводнения и загазовывания по крайней мере одной скважины, проводить закачку в неё воды, вводить в разработку газоконденсатную зону и прекращать закачку воды после прорыва пластовой воды в газоконденсатную зону. При этом газоконденсатную зону вводят в разработку одновременно или раньше закачки воды в нефтяную зону.

Предложенный способ работает следующим образом: через добывающие скважины, расположенные в нефтяной оторочке, проводят отбор нефти (рис. 4.5.1). После появления в продукции добывающих скважин воды и газа дебит нефти уменьшается. В призабойной зоне скважин уменьшается величина нефтенасыщенности и, упав ниже значения 0,2, обуславливает нулевую относительную фазовую проницаемость для нефти. После этого в продукции добывающих скважин исчезает нефть, и они переходят полностью на добычу воды и газа, их эксплуатация становится нерентабельной и они подлежат ликвидации или возврату на вышележащие горизонты.

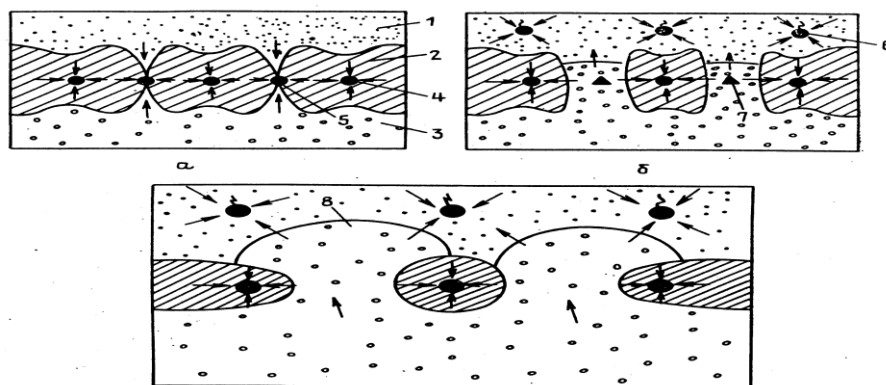


Рисунок 4.5.1 Участок залежи с газоконденсатной зоной(1), нефтяной оторочкой(2) и законтурной водяной зоной(3) в начальный момент разработки(а), в момент нагнетания воды в нефтяную оторочку(б) и после прекращения закачки воды в нефтяную оторочку(в): 4 – добывающие скважины; 5 – обводнённые загазованные; 6 – газоконденсатные; 7 – газоконденсатные временно переведённые в нагнетание; 8 – языки обводнения.

По появлению газа и воды в продукции добывающих скважин судят о возникновении контакта между водяной и газоконденсатной зонами, после чего вводят в эксплуатацию газоконденсатные скважины, расположенные в газоконденсатной зоне. Полностью обводнившиеся и загазованные добывающие скважины переводятся в нагнетание. К этому моменту из газоконденсатной зоны уже отобрано определенное количество газа и конденсата, поэтому давление там ниже, чем давление в водяной зоне. Под действием перепада давления пластовая вода языком обводнения прорезает нефтяную оторочку и начинает вторгаться в газоконденсатную зону. Дальнейшее нагнетание воды становится ненужным, заводнение далее происходит за счёт пластовой энергии законтурной зоны. Коэффициент нефтеизвлечения увеличивается благодаря временному нагнетанию воды, а также ввиду ограничения продвижения нефти в газоконденсатную зону. Коэффициент конденсатоотдачи увеличивается благодаря заводнению газоконденсатной зоны.

Разработка нефтегазовых залежей, подстилаемых водой с обширными границами раздела нефть - газ, нефть - вода, значительно осложнена прорывами воды и газа в добывающие скважины и уходом нефти из начального нефтенасыщенного объёма в газо- и водонасыщенные части пласта. По технологии добычи флюидов этот способ относится к одновременно-раздельной разработке газонефтяных залежей.

В данном способе с целью увеличить нефтеотдачу за счёт предотвращения потерь нефти, связанных с перемещением её в смежные с нефтяной зоны, закачку газа или воды осуществляют соответственно в газовую или водяную зоны в область ухода нефти из нефтяной зоны, причём количество закачиваемых флюидов изменяют пропорционально скорости ухода нефти из нефтяной зоны в смежные. Предложенный способ работает следующим образом: на границах раздела нефть - сопутствующий флюид предлагается создавать циркуляционные потоки сопутствующего флюида, удерживающие нефть в нефтяной оторочке и препятствующие проникновению сопутствующего флюида в нефтяной интервал перфорации. В добывающей скважине по разные стороны границ раздела нефть-газ, нефть-вода проводят отбор нефти и сопутствующих флюидов - воды и газа (рис. 4.5.2). С этой целью скважина перфорируется в трёх интервалах: нефтяном, газовом и водяном. В скважину спускается три ряда насосно-компрессорных труб, по которым раздельно добывается продукция из нефтяного, газового и водяного интервалов. Ряды насосно – компрессорных труб и интервалы перфорации разделяются пакерами. Величины отборов из нефтяного, газового и водяного интервалов устанавливаются так чтобы исключить существенные прорывы воды и газа в интервал нефти. При больших отборах газа из газового интервала в пласте будет происходить уход нефти из нефтяной оторочки в газовую часть пласта. Чтобы предотвратить рассеивание нефти, на направлении ухода нефти ставится скважина, в которую газ будут закачивать в газовый интервал. Закачиваемый газ будет

«отжимать» нефть в первоначальный нефтенасыщенный объём и препятствовать ее уходу в газовую шапку и рассеиванию по пласту.

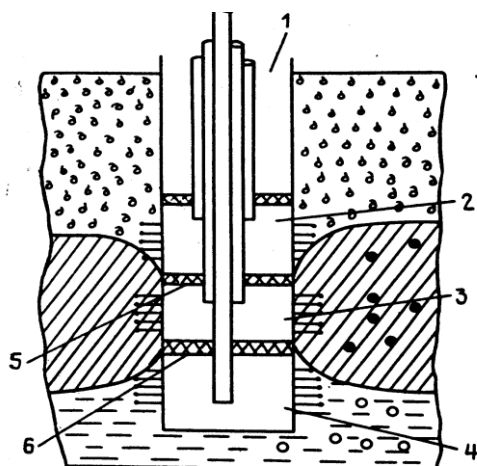


Рисунок 4.5.2 Одновременно-разделительный отбор газа, нефти и воды в добывающей скважине: 1-скважина; 2, 3, 4-интервалы соответственно газовый, нефтяной, водяной; 5, 6-пакеры.

Если для закачки в пласт в скважину по газовому каналу труб использовать газ, добытый из скважины, то образуется замкнутый циркуляционный контур газа со стороны газонефтяного контакта, препятствующий уходу нефти в газовую шапку и прорыву газа в нефтяной интервал перфорации добывающей скважины. Соответственно, подобные действия предусматривают для контролирования положения границы раздела нефть - вода. Аналогичные рассуждения распространяются на тонкие нефтяные оторочки пластового типа. Экономическая эффективность предлагаемого способа разработки состоит прежде всего в повышении запасов нефти промышленной категории.

Предложен способ, в котором делается попытка решить две задачи разработки нефтегазовой залежи:

- изоляцию нефтяного слоя путем создания на контактах искусственных экранов и одновременно
- отдельную разработку нефтяной и газовой зон залежи.

Сущность способа состоит в следующем:

До начала отборов флюидов в добывающей скважине снижают проницаемость коллектора в газо- и водонасыщенных частях разреза на всю толщину интервала вскрытия над газонефтяным контактом и под водонефтяным контактом. При одновременном дренировании газа, нефти и воды осуществляется фильтрация газа и нефти и нефти и воды по линиям тока, проходящим через соответствующие интервалы перфорации в фильтре скважин (рис. 4.5.3). Вдоль линии тока возникает градиент падения давления. Эти градиенты будут одинаковы для зон призабойного участка пласта каждой скважины.

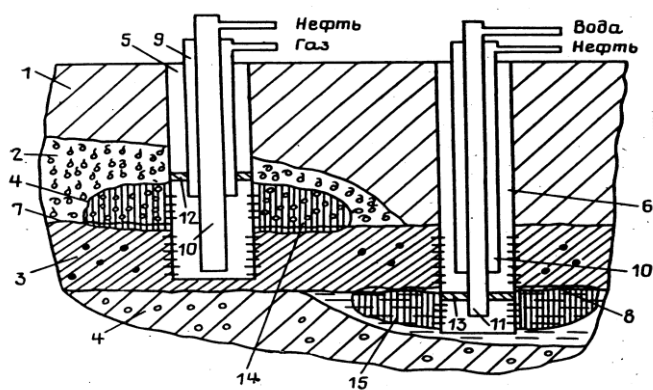


Рисунок 4.5.3 Схема снижения проницаемости коллектора в газо- и водонасыщенных частях разреза: 1-горная порода; 2-газ; 3-нефть; 4-вода; 5, 6-скважины; 7,8-ГНК, ВНК; 9,10,11-колонны насосно-компрессорных труб газовая, нефтяная, водяная; 12, 13-пакеры; 14, 15-участки пониженной проницаемости зон газо- и водонасыщенной.

Это обеспечивает неподвижность газонефтяного и водонефтяного контактов в вертикальном направлении в сечении, перпендикулярном линиям тока флюидов. При этом в скважину притекает тем меньшее количество флюида, чем меньше проницаемость коллектора пласта, через который проходят линии тока данного флюида. Следовательно, отбор газа и воды по данному способу снижается. [2][3]

5. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Ю₁³ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

5.1. Построение статической модели пласта Ю₁³ участка Восточного купола X месторождения

Одним из основных инструментов для обоснованного принятия различных решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа. Поэтому в процессе выполнения работы было решено построить гидродинамическую модель. Но по причине того, что:

- построение модели целого месторождения, задача очень большая, требующая обработки и ввода значительного объёма информации;
- ограниченность во времени;
- ограниченность возможностей программы (всего 10 тыс. расчётных ячеек),

по согласованию с геологическим отделом НГДУ "Хнефть" была построена модель не целого месторождения, а пласта Ю₁³ участка X месторождения.

Выбранный для моделирования участок находится на южной стороне Восточного купола, его расположение отображена на рис. 5.1.1а, разрез по участку показан на рис. 5.1.1б. Участок ограничен с трёх сторон законтурной водой, поэтому данный участок можно рассматривать как отдельную залежь. Так же выбранный участок интересен тем, что на нём присутствуют три зоны (газовая шапка, нефтяная оторочка, водонасыщенная зона). Размер участка 3607 на 2608м.

Статическая модель участка Восточного купола X месторождения строилась посредством программы Surfer, предназначенного для построения различных карт и создания сеток для последующего гидродинамического моделирования.

Картографические средства, включенные в Surfer, предоставляют пользователю широкие возможности для оцифровки данных, построения карт и проведение различных манипуляций с ними.

При создании статической модели участка строились следующие виды карт:

- структурная карта поверхности;
- эффективных толщин;
- проницаемости;
- открытой пористости;
- начальной водонасыщенности.

Совокупность перечисленных карт позволяет отобразить структурную статическую модель исследуемого объекта. Исходные данные для построения карт представлены в Таблице 5.1.1. Сами карты отображены на рисунках 5.1.2, 5.1.3, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6.

Общий вид моделируемого участка в изометрической проекции отображен на рисунке 5.1.7.

Расчетная сетка построена в декартовых координатах, тип сетки блочно – центрированная сетка. Направление оси Y совпадает с положением рядов нагнетательных скважин. В плане выделены 65 x 47 расчётных ячеек. Горизонтальные сечения расчётных ячеек – квадраты со сторонами 55,5м на 55,5м. По вертикале модель имеет три слоя расчётных ячеек, высота которых определяется реальной толщиной пласта и изменяется по простиранию. Рельеф пласта смоделирован в соответствии с абсолютными отметками кровли. Количество активных расчётных ячеек равняется 9165 и непосредственно зависит, в основном, от геометрических размеров участка.

В соответствии с отображенным на картах распределением по площади расчётного участка изучаемого параметра каждой ячейке заданы значения пористости, проницаемости, начальной водонасыщенности.

Таблица 5.1.1 Исходные геолого-физические данные, принятые для построения карт пласта Ю₁³ по участку X месторождения.

№Скв.	Нэф.	Пористость	Проницаемость	Абс. отметка	Водонасыщенность
	м	%	мД	кровли пласта, м	д. ед.
854	12.4	17.2	18.5	2218.1	0.30
852	10.9	17.9	33.2	2238.1	0.60
840	14.9	17.0	16.5	2190.7	0.29
839	13.8	17.5	20.9	2203.7	0.21
838	14.2	16.6	9.4	2216.2	0.30
837	13.9	17.8	19.6	2202.4	0.24
836	14.6	17.7	19.0	2221	0.34
833	14	-	-	2228.4	-
832	11.8	17.4	-	2247.8	1.00
831	10.9	17.7	19.8	2208.2	0.31
810	12.2	18.0	-	2249.5	1.00
809	11.6	18.5	30.1	2191.6	0.26
808	11.7	18.0	22.0	2195.6	0.29
807	15.6	17.4	-	2245.3	1.00
793	8.2	18.7	-	2243.6	1.00
792	11.9	17.9	20.7	2205.5	0.28
791	14.2	16.8	10.4	2193.8	0.24
790	11.2	-	-	2199.7	-
789	12.4	18.3	29.0	2212.5	0.31
788	13.2	17.7	18.5	2227.7	0.34
787	16.8	18.0	-	2246.9	1.00
762	12.8	16.9	11.0	2226.6	0.31
761	15.2	16.6	12.8	2199.3	0.25
760	11.3	17.9	21.5	2212.1	0.30
759	11	17.5	25.0	2256.5	1.00
1218	11	17.8	7.6	2238.2	1.00
1217	14.4	17.7	20.6	2213.1	0.22
1205	18	-	-	2206.6	-
1204	12	16.1	7.6	2213.1	0.19
1203	12.5	17.7	18.0	2227.2	0.37
1190	16.2	17.1	11.0	2264.4	1.00
1189	14.1	16.5	9.6	2197.8	0.23
1188	11.2	17.6	18.9	2186.3	0.27
1187	13.5	18.0	32.9	2244.1	0.84

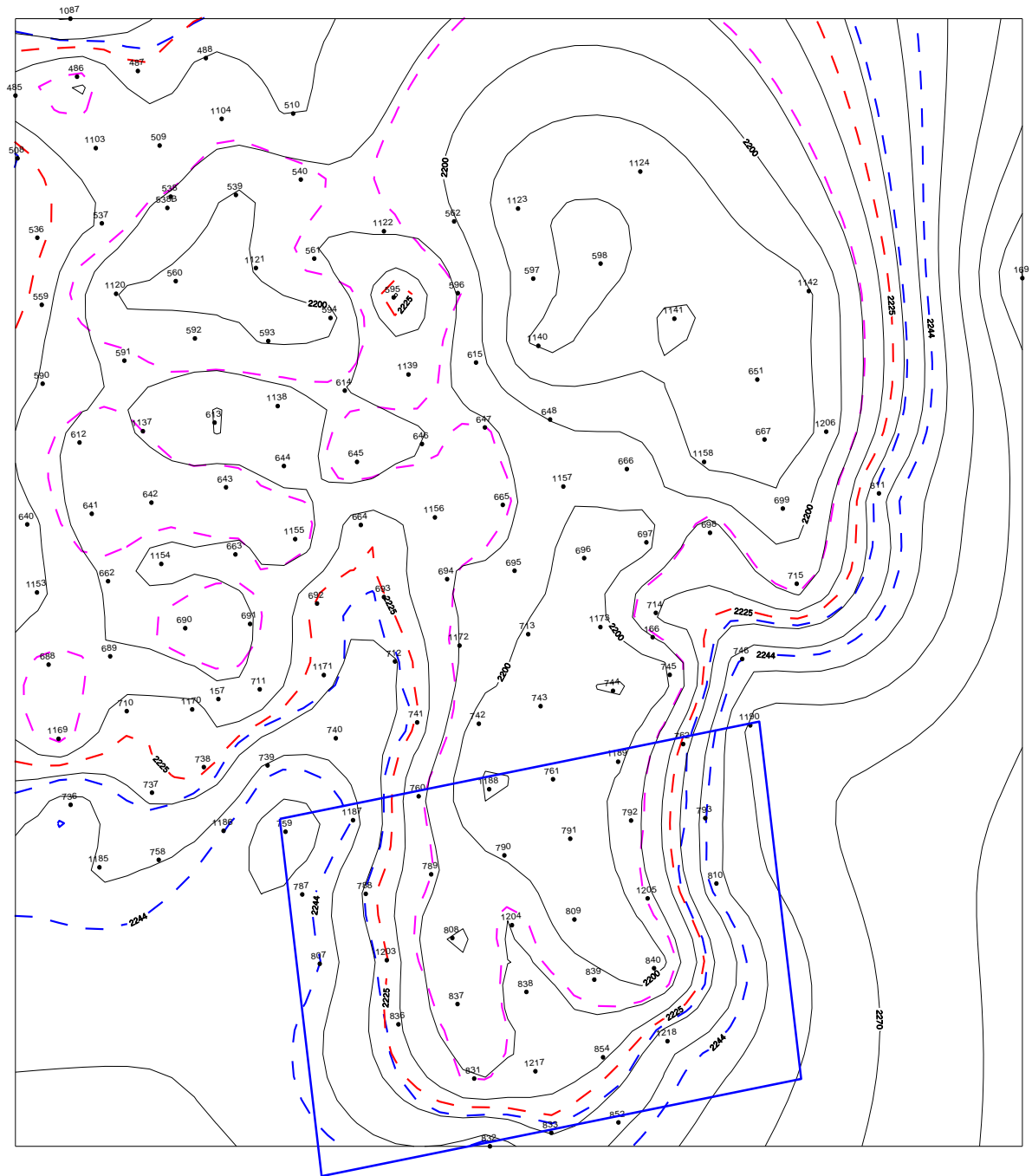


Рис. 5.1.1 Расположение моделируемого участка пласта Ю₁³ X месторождения

5.2 Исходные геолого-физические параметры и допущения в расчетной схеме

В процессе гидродинамического расчета участка принимались следующие основные параметры, условия и допущения:

- фильтрация флюидов трехмерная, четырехфазная (нефть, вода, газ, конденсат), предполагается, что газ растворяется в нефти, а конденсат растворяется в газе;
- считается, что фильтрация фаз подчиняется обобщенному закону Дарси;
- система дифференциальных уравнений решается численно методом конечных разностей по схеме IMPES (неявная по давлению, явная по насыщенности).;
- при наличии водонапорной области задаются ее физические параметры: объём, пористость, проницаемость. По остальным граням блока, выделенным по линии нагнетательных скважин, приняты условия не протекания;
- скелет пласта считается упруго деформируемым, насыщающие жидкости слабо сжимаемы;
- динамические вязкости нефти и воды зависят от пластового давления;
- гравитационные и капиллярные силы учитываются явным образом;
- все скважины расчетного блока вертикальные и расположены в центре расчетных ячеек. Сообщаемость скважины со слоями происходит в полном соответствии с изначально заданными условиями перфорации;
- начальное распределение водонасыщенности пласта рассчитывается исходя из заданного картами начального распределения насыщенности, положения ВНК, гипсометрического положения слоя (центра расчётной ячейки), кривых капиллярного давления и функций относительных проницаемостей;
- начальное распределение нефтенасыщенности и газонасыщенности рассчитывается исходя из заданного картами начального распределения водонасыщенности, положения ВНК и ГНК, гипсометрического положения слоя (центра расчётной ячейки).

Функции обобщённых фазовых проницаемостей задавались в соответствии с типом коллектора моделируемого резервуара. Минимальная начальная (связанная) водонасыщенность в газовой шапке и нефтенасыщенной части залежи принята 0,3. Относительные фазовые проницаемости для системы нефть – вода и для газа показаны на рисунках 5.2.1, 5.2.2.

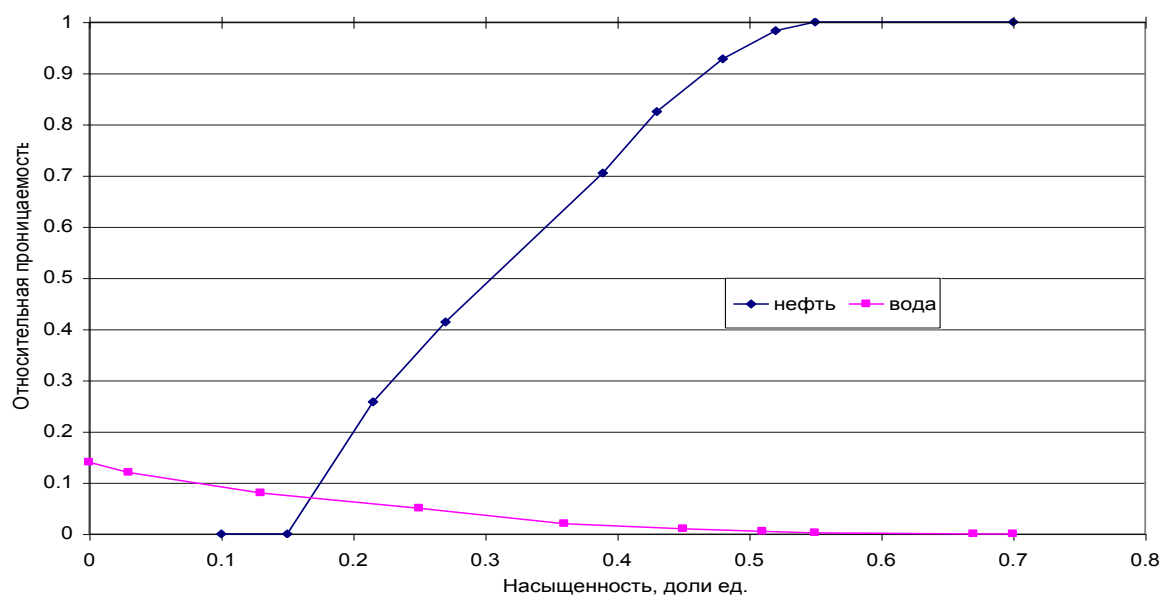


Рисунок 5.2.1 *Относительные фазовые проницаемости нефти и воды в модели участка X месторождения*

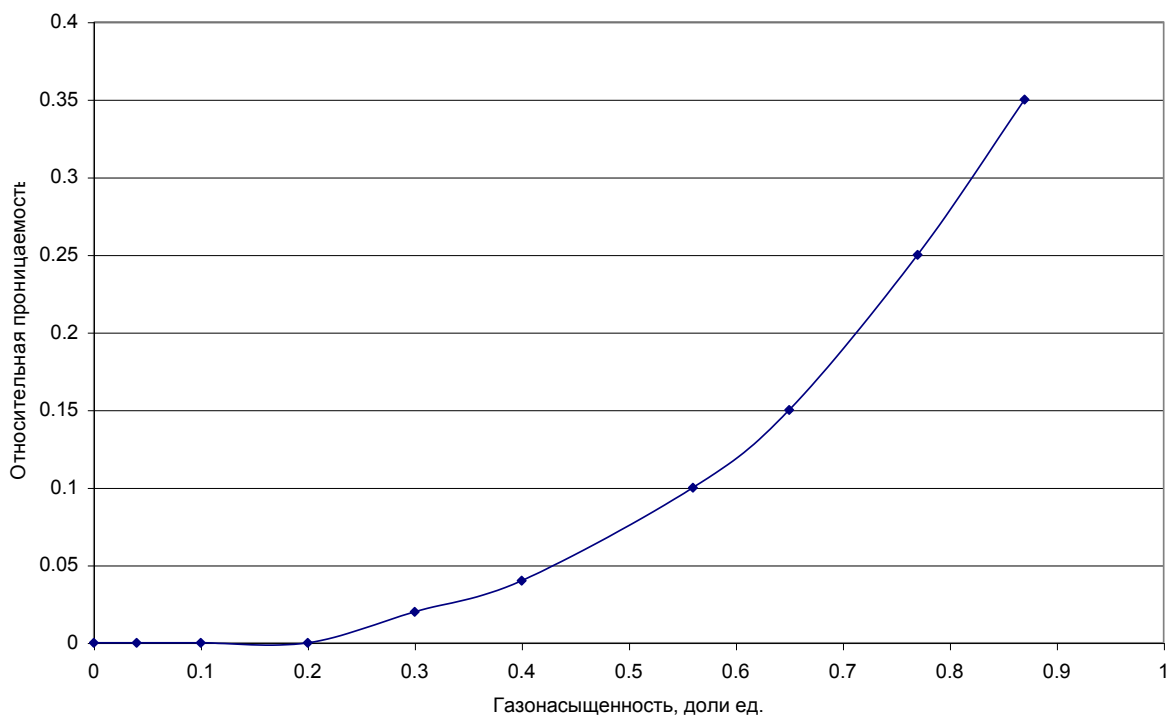


Рисунок 5.2.2 *Относительные фазовые проницаемости газа в модели участка X месторождения.*

Усреднённые геолого – физические параметры пласта и физические свойства пластовых жидкостей приведены в Таблица 5.2.1.

Таблица 5.2.1

№ п.п.	Параметры	Значение
1	Средняя глубина залегания, м	-2219
2	Средняя газонасыщенная толщина, м	5.3
3	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4
4	Пористость, доли ед.	0.175
5	Средняя водонасыщенность, доли ед.	0.49
6	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	18.5
7	Пластовая температура, °C	81
8	Пластовое давление, МПа	24.3
9	Вязкость нефти в пластовых условиях, $\text{мПа} \cdot \text{с}$	0.3
10	Плотность нефти в поверхностных условиях, $\text{т}/\text{м}^3$	0.827
11	Объемный коэф. нефти, доли ед.	1.63
12	Давление насыщения, МПа	24.3
13	Газосодержание нефти, $\text{м}^3/\text{т}$	223
14	Плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$	0.995
15	Вязкость газа, $\text{мПа} \cdot \text{с}$	0.018
16	Содержание стабильного конденсата, $\text{г}/\text{м}^3$	178.8
17	Вязкость воды в пластовых условиях, $\text{мПа} \cdot \text{с}$	0.37

По каждой скважине в качестве управляющих параметров заданы коэффициенты эксплуатации и среднегодовые фактические дебиты жидкости по добывающему фонду, приемистость – по нагнетательному фонду; причём величины последних отличались от приводимых в отчётности, поскольку они, обычно будучи завышенными, обуславливали увеличение расчётного пластового давления до значений, существенно превышающих фактическое по истории разработки.

5.3 Результаты моделирования и адаптация гидродинамической модели

Для проведения моделирования разработки пласта Ю₁³ участка X месторождения использовалась программа СААВА – 3.4F разработанная в научно – исследовательском и проектном предприятии «INPETRO». Программа предназначена для расчёта технологических показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Результаты воспроизведения истории разработки участка после проведения расчёта с помощью программы СААВА на основе исходных данных показаны на рисунках 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3.

На рисунке 5.3.4 приведён график динамики расчётной и фактической накопленной добычи по участку в целом. Из него видно, что несоответствие наблюдается по

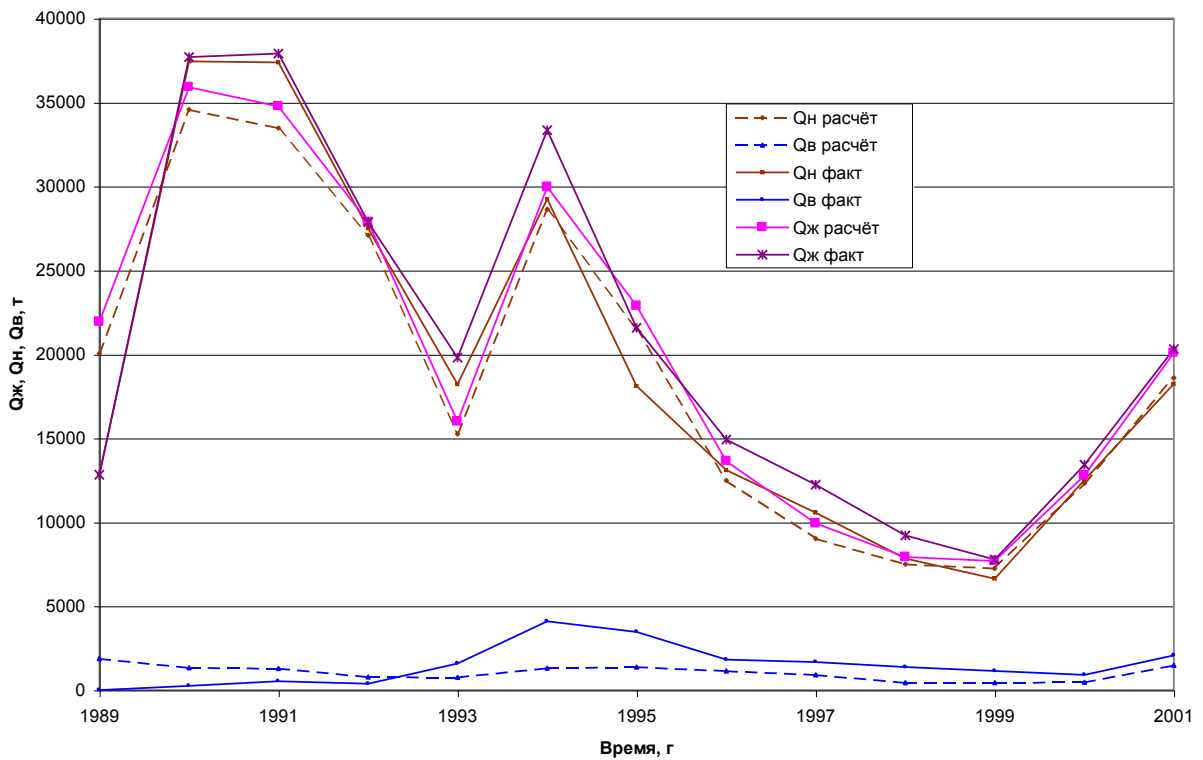


Рисунок 5.3.1 Результаты адаптации модели по добыче жидкости, нефти и воды

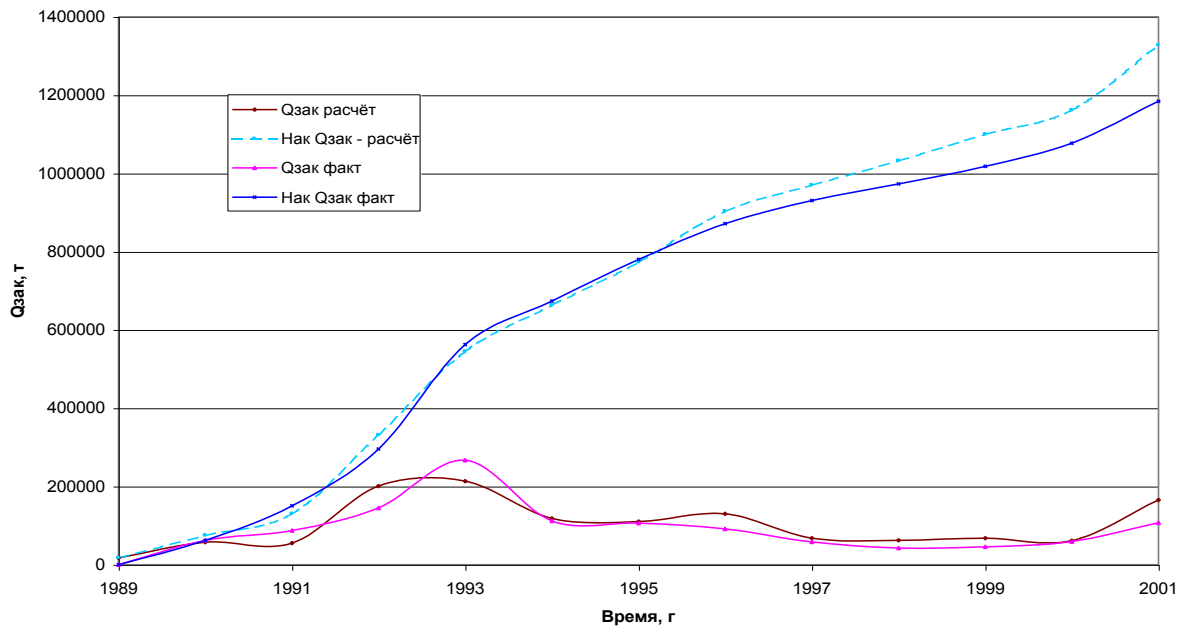


Рисунок 5.3.2 Результаты адаптации модели по закачке воды в пласт

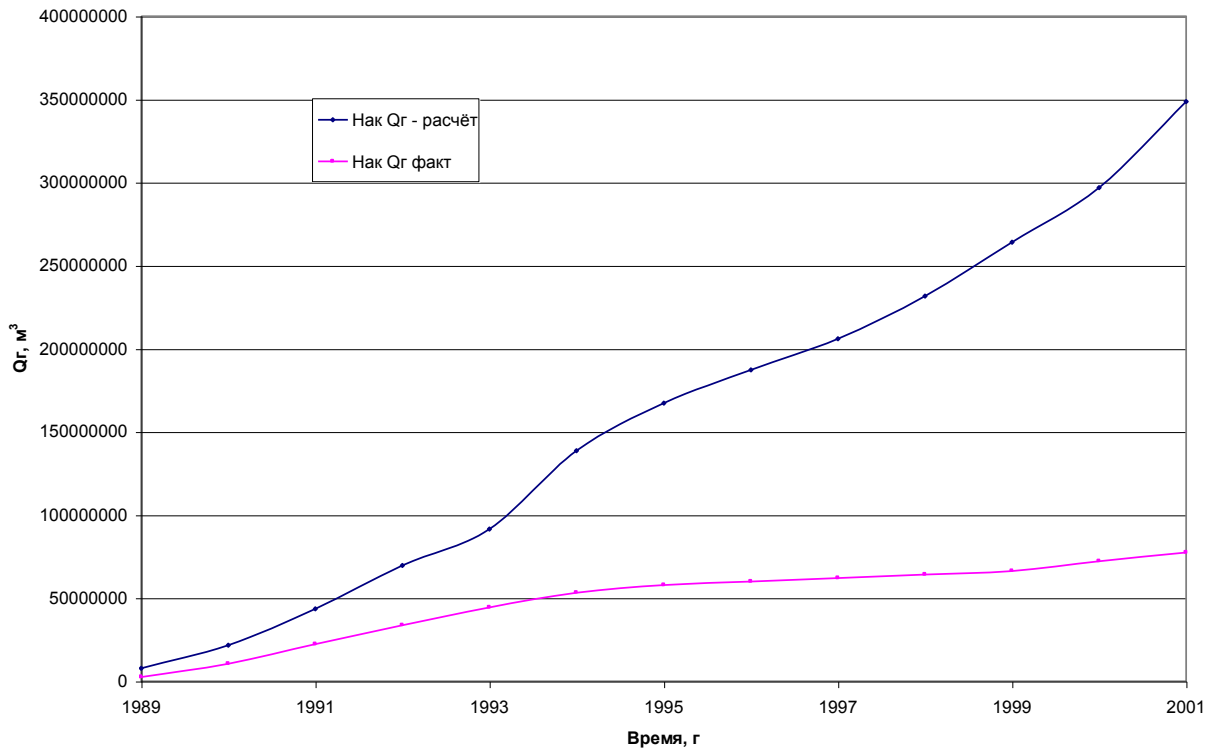


Рисунок 5.3.3 Результаты адаптации модели по добыче газа

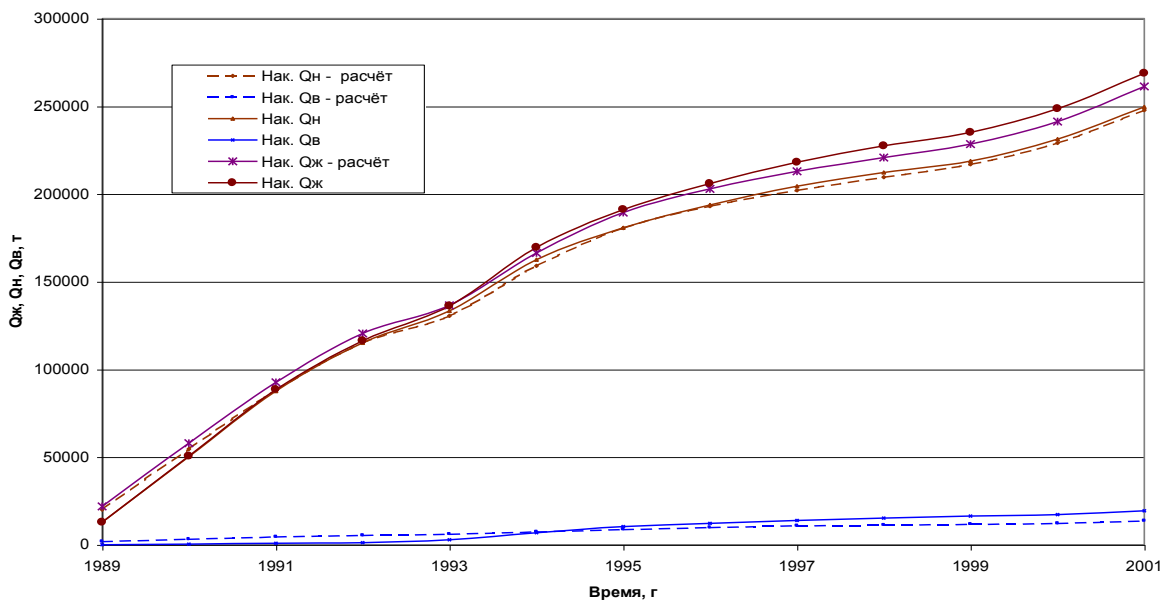


Рисунок 5.3.4 Результаты адаптации модели по накопленной добыче жидкости, нефти и воды

добыче воды. Расчётный дебит воды меньше фактического. Это может быть связано с не достаточно точно определёнными фазовыми проницаемостями, либо с заниженными значениями водонасыщенности. Существенные различия также получены по добыче газа. Расчётные объёмы добычи превышают фактические в 4,5 раза, в связи с низкой точностью замеров газового фактора, такие показатели были приняты.

Основной целью адаптации модели было воспроизведение текущей динамики добычи нефти по участку в целом. В процессе адаптации модели отбор нефти из каждой скважины обеспечивался при условии, что забойное давление в ней не опускается ниже давления: 5 МПа, в нагнетательных – забойное давление не превышает 50 МПа.

Проанализировав динамику добычи нефти, воды и жидкости по скважинам было определено, что основное количество добываемой воды, а также наибольшее несоответствие расчётных и фактических показателей приходится на скважины №№788, 836, 831, 854, 852. Эти скважины располагаются в западной и южной стороне расчётного участка рядом с нагнетательными скважинами(№№759, 787, 1203, 832, 833, 1218). По увеличению количества воды в продукции данных скважин можно предположить, о наличии высокопроницаемой области между ними. Возможно, что по этой области произошёл прорыв закачиваемой или пластовой воды. По этому в процессе адаптации в этой зоне была увеличена проницаемость. Количество добытой воды в районе скв.№№ 836, 831, 837, 852, 854 также регулировалось формой кривых относительных фазовых проницаемостей.

Так же по скважинам №№760, 789, 831 для обеспечения фактических объёмов добычи жидкости, была несколько увеличена нефтенасыщенность т.к. эти скважины находятся выше линии ГНК.

После введения этих изменений в модель за период сравнительного анализа 1989-2001гг. была получена достаточно хорошая адаптация

расчётной модели (по участку): расчётная и фактическая динамики добычи нефти и жидкости близки. Результаты адаптации гидродинамической модели по ежегодным, а также накопленным отборам нефти, воды и жидкости показаны на рисунках 5.3.1, 5.3.4. По накопленным показателям на конец 2001г. различие составило по нефти $-0,7\%$, жидкости $-2,7\%$ (рис. 5.3.4). Существенные различия получены по годовым и накопленным объёмам закачки, в связи с низкой точностью промысловых замеров по скважинного расхода воды, которые обычно завышены. Итоговое различие по накопленной закачке составило 12% (рис. 5.3.2).

5.4 Расчёт различных вариантов разработки

При помощи созданной гидродинамической модели пласта Ю₁³ участка X месторождения были просчитаны несколько вариантов разработки.

Первый, базовый вариант, характеризуется тем, что все переходящие скважины, как нефтяные, так и нагнетательные, открывались на прогноз с забойным давлением таким же, как на момент конца моделирования истории, то есть по состоянию на 01.01.2002г. Моделировалась работа действующим фондом (Таблица 5.4.2, рис. 5.4.2).

Второй вариант отличался от первого лишь тем, что были закрыты все нагнетательные скважины, то есть моделировалась работа действующим фондом на истощение. (Таблица 5.4.3, рис. 5.4.2)

Третий вариант предусматривал ввод одной горизонтальной скважины начиная с 2003 г. на объекте Ю₁³ (длина горизонтального участка 165м, Рзаб=15 МПа), расположение горизонтальной скважины на участке отображено на рис. 7.4. Так же в третьем варианте рассматривались различные расположения горизонтальной скважины. (Таблица 5.4.4, 5.4.5, 5.4.6, 5.4.7, рис. 5.4.3)

Таблица 5.4.1 Фактические показатели разработки пласта Ю₁³ участка
Х месторождения

Время год	Кол-во скв.	Кол-во нагн. скв.	Кол-во доб. скв.	Qж т	ΣQж т	Qн т	ΣQн т	Qв т	ΣQв т	Qг м ³ /100	ΣQг м ³ /100	Qзак м ³	ΣQзак м ³
1989	8	1	7	12818	12818	12818	12818	0	0	26125	26125	187	187
1990	13	3	10	37694	50512	37433	50251	261	261	78064	104189	62285	62471.5
1991	15	4	11	37915	88427	37382	87633	533	794	118702	222891	87803	150274
1992	21	9	12	27875	116302	27493	115126	381.5	1176	114527	337418	145170	295444
1993	21	10	11	19796	136098	18210	133336	1586	2762	107326	444744	266795	562239
1994	19	8	11	33352	169450	29245	162581	4107	6869	87286	532030	111523	673762
1995	18	6	12	21571	191020	18115	180696	3456	10325	46910	578939	106574	780335
1996	19	7	12	14910	205930	13091	193787	1819	12143	20653	599592	91091	871426
1997	15	6	9	12228	218158	10562	204349	1666	13809	20100	619692	58639	930064
1998	14	6	8	9209	227366	7841	212189	1368	15177	21420	641111	42634	972698
1999	9	4	5	7773	235139	6625	218814	1148	16325	21641	662752	45495	1018193
2000	10	4	6	13416	248555	12502	231316	914	17239	59733	722485	58898	1077091
2001	16	6	9	20316	268871	18240	249556	2076	19315	51440	773925	107199	1184289

Таблица 5.4.2 Расчётные показатели разработки пласта Ю₁³ участка Х
месторождения (вариант 1)

Время год	Qн т	Qж т	Qв т	Qг тыс. м ³	В %	ГФ м ³ /т	КИН %	Рср Атм.	ΣQн т	ΣQв т	ΣQг м ³	ΣQж т
1989	20058	21941	1883.2	7775	9	388	1.4	242.4	20058	1883	7775207	21941
1990	34578	35899	1320.8	13998	4	405	3.7	240.9	54636	3204	21773231	57840
1991	33466	34765	1299.1	21749	4	650	6.0	238.6	88102	4503	43521833	92605
1992	27086	27870	783.8	26157	3	966	7.8	242.7	115188	5287	69679012	120475
1993	15250	16002	751.8	21861	5	1433	8.9	246.4	130438	6039	91539954	136477
1994	28635	29955	1319.8	47217	4	1649	10.8	240.8	159073	7359	138757351	166432
1995	21504	22885	1381.2	28432	6	1322	12.3	238.6	180577	8740	167189403	189317
1996	12497	13630	1132.1	20164	8	1613	13.1	240.6	193075	9872	187353178	202947
1997	9016	9926	910.4	18652	9	2069	13.7	237.9	202090	10782	206004940	212873
1998	7493	7927	434.0	25650	5	3423	14.2	235.8	209583	11216	231655297	220800
1999	7248	7702	453.5	32319	6	4459	14.7	234.0	216831	11670	263974434	228502
2000	12317	12791	473.9	60475	4	4910	15.6	227.4	229148	12144	297000000	241293
2001	18590	20077	1486.8	89846	7	4833	16.8	222.1	247738	13631	348700000	261370
2002	17138	18988	1850.1	52113	10	3041	18.0	220.0	264877	15481	466408946	280358
2003	17502	19706	2204.0	48643	11	2779	19.2	218.3	282378	17685	515051579	300064
2004	16048	19462	3413.6	41329	18	2575	20.3	217.4	298427	21098	556380666	319526
2005	14058	20277	6218.6	30445	31	2166	21.2	217.6	312485	27317	586825310	339803
2006	13239	22171	8932.4	25677	40	1940	22.1	218.4	325724	36249	612502706	361974
2007	11385	19604	8219.4	15932	42	1399	22.9	220.5	337109	44469	628434474	381578
2008	10882	20290	9408.1	12163	46	1118	23.6	223.4	347991	53877	640597231	401868

Таблица 5.4.3 Расчётные показатели разработки пласта Ю₁³ участка X месторождения (вариант 2)

Время год	Qн т	Qж т	Qв т	Qг тыс. м ³	В %	ГФ м ³ /т	КИН %	Рср Атм.	ΣQн т	ΣQв т	ΣQг м ³	ΣQж т
1989	20058	21941	1883.2	7775	9	388	1.4	242.4	20058	1883	7775207	21941
1990	34578	35899	1320.8	13998	4	405	3.7	240.9	54636	3204	21773231	57840
1991	33466	34765	1299.1	21749	4	650	6.0	238.6	88102	4503	43521833	92605
1992	27086	27870	783.8	26157	3	966	7.8	242.7	115188	5287	69679012	120475
1993	15250	16002	751.8	21861	5	1433	8.9	246.4	130438	6039	91539954	136477
1994	28635	29955	1319.8	47217	4	1649	10.8	240.8	159073	7359	138757351	166432
1995	21504	22885	1381.2	28432	6	1322	12.3	238.6	180577	8740	167189403	189317
1996	12497	13630	1132.1	20164	8	1613	13.1	240.6	193075	9872	187353178	202947
1997	9016	9926	910.4	18652	9	2069	13.7	237.9	202090	10782	206004940	212873
1998	7493	7927	434.0	25650	5	3423	14.2	235.8	209583	11216	231655297	220800
1999	7248	7702	453.5	32319	6	4459	14.7	234.0	216831	11670	263974434	228502
2000	12317	12791	473.9	60475	4	4910	15.6	227.4	229148	12144	297000000	241293
2001	18590	20077	1486.8	89846	7	4833	16.8	222.1	247738	13631	348700000	261370
2002	17105	18856	1750.6	55587	9	3250	18.0	208.9	264844	15381	469883158	280226
2003	18181	20034	1853.2	61337	9	3374	19.2	198.8	283025	17234	531219834	300260
2004	16890	18913	2023.5	57511	11	3405	20.4	189.5	299914	19258	588730542	319173
2005	16116	19042	2926.8	53728	15	3334	21.4	181.1	316030	22185	642458630	338215
2006	15539	19767	4228.2	53994	21	3475	22.5	172.9	331569	26413	696452282	357982
2007	14271	19634	5362.9	51977	27	3642	23.5	165.0	345840	31776	748429040	377616
2008	11724	15702	3978.4	29684	25	2532	24.3	159.4	357564	35754	778112570	393318

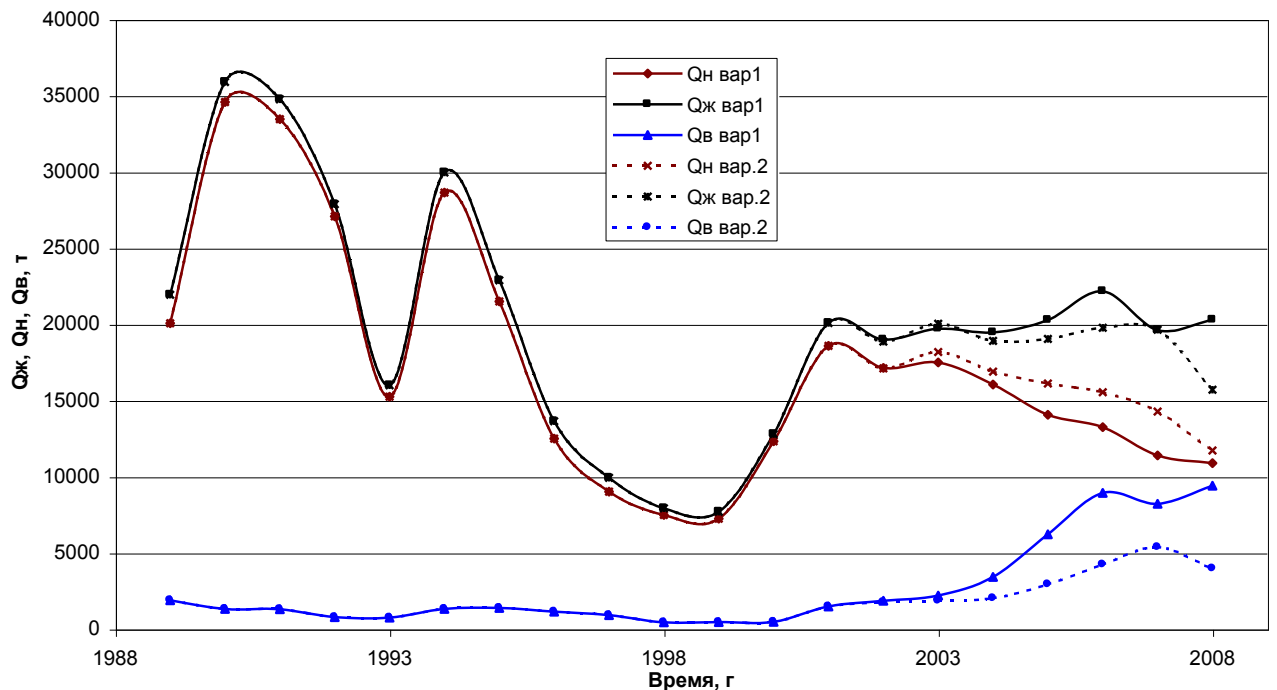


Рисунок 5.4.2 Расчётные показатели разработки пласта Ю₁³ участка X месторождения (вариант 1, вариант 2)

Таблица 5.4.4 Расчётные показатели разработки пласта Ю₁³ участка X месторождения (вариант 3а)

Время год	Qн т	Qж т	Qв т	Qг тыс. м ³	В %	ГФ м ³ /т	КИН %	Рср Атм.	ΣQн т	ΣQв т	ΣQг м ³	ΣQж т
1989	20058	21941	1883.2	7775	9	388	1.4	242.4	20058	1883	7775207	21941
1990	34578	35899	1320.8	13998	4	405	3.7	240.9	54636	3204	21773231	57840
1991	33466	34765	1299.1	21749	4	650	6.0	238.6	88102	4503	43521833	92605
1992	27086	27870	783.8	26157	3	966	7.8	242.7	115188	5287	69679012	120475
1993	15250	16002	751.8	21861	5	1433	8.9	246.4	130438	6039	91539954	136477
1994	28635	29955	1319.8	47217	4	1649	10.8	240.8	159073	7359	138757351	166432
1995	21504	22885	1381.2	28432	6	1322	12.3	238.6	180577	8740	167189403	189317
1996	12497	13630	1132.1	20164	8	1613	13.1	240.6	193075	9872	187353178	202947
1997	9016	9926	910.4	18652	9	2069	13.7	237.9	202090	10782	206004940	212873
1998	7493	7927	434.0	25650	5	3423	14.2	235.8	209583	11216	231655297	220800
1999	7248	7702	453.5	32319	6	4459	14.7	234.0	216831	11670	263974434	228502
2000	12317	12791	473.9	60475	4	4910	15.6	227.4	229148	12144	324449803	241293
2001	18590	20077	1486.8	89846	7	4833	16.8	222.1	247738	13631	414296238	261370
2002	16972	18822	1850.0	51035	10	3007	18.0	220.1	264710	15481	465330900	280192
2003	48580	50820	2239.0	68441	4	1409	21.3	214.7	313290	17721	533772012	331012
2004	25740	30101	4360.0	42913	14	1667	23.0	212.8	339030	22082	576684931	361113
2005	10607	17495	6888.0	11526	39	1087	23.7	214.9	349637	28970	588210883	378608
2006	9691	14664	4973.0	8421	34	869	24.4	218.3	359328	33943	596631796	393272
2007	9454	14094	4640.0	6413	33	678	25.0	222.2	368782	38584	603044843	407366
2008	9363	14145	4782.0	5026	34	537	25.7	226.6	378145	43366	608070708	421511

Таблица 5.4.5 Расчётные показатели разработки пласта Ю₁³ участка X месторождения (вариант 3б)

Время год	Qн т	Qж т	Qв т	Qг тыс. м ³	В %	ГФ м ³ /т	КИН %	Рср Атм.	ΣQн т	ΣQв т	ΣQг м ³	ΣQж т
1989	20058	21941	1883.2	7775	9	388	1.36	242.4	20058	1883	7775207	21941
1990	34578	35899	1320.8	13998	4	405	3.71	240.9	54636	3204	21773231	57840
1991	33466	34765	1299.1	21749	4	650	5.98	238.6	88102	4503	43521833	92605
1992	27086	27870	783.8	26157	3	966	7.82	242.7	115188	5287	69679012	120475
1993	15250	16002	751.8	21861	5	1433	8.85	246.4	130438	6039	91539954	136477
1994	28635	29955	1319.8	47217	4	1649	10.79	240.8	159073	7359	138757351	166432
1995	21504	22885	1381.2	28432	6	1322	12.25	238.6	180577	8740	167189403	189317
1996	12497	13630	1132.1	20164	8	1613	13.1	240.6	193075	9872	187353178	202947
1997	9016	9926	910.4	18652	9	2069	13.71	237.9	202090	10782	206004940	212873
1998	7493	7927	434.0	25650	5	3423	14.22	235.8	209583	11216	231655297	220800
1999	7248	7702	453.5	32319	6	4459	14.71	234	216831	11670	263974434	228502
2000	12317	12791	473.9	60475	4	4910	15.55	227.4	229148	12144	324449803	241293
2001	18590	20077	1486.8	89846	7	4833	16.81	222.1	247738	13631	414296238	261370
2002	16972	18822	1850.0	51035	10	3007	17.96	220.1	264710	15481	465330900	280192
2003	51403	54095	2692.0	68061	5	1324	21.45	214.7	316113	18173	533391962	334287
2004	36375	41509	5134.0	53932	12	1483	23.92	211.2	352488	23307	587324302	375796
2005	24295	33156	8860.0	36575	27	1505	25.57	209.7	376783	32168	623899626	408952
2006	9936	20431	10495.0	10876	51	1095	26.24	211.8	386719	42663	634775632	429383
2007	9350	14128	4777.0	7730	34	827	26.88	215.2	396069	47441	642505381	443511
2008	8504	13627	5123.0	5728	37	674	27.45	219.5	404572	47441	648232978	457138

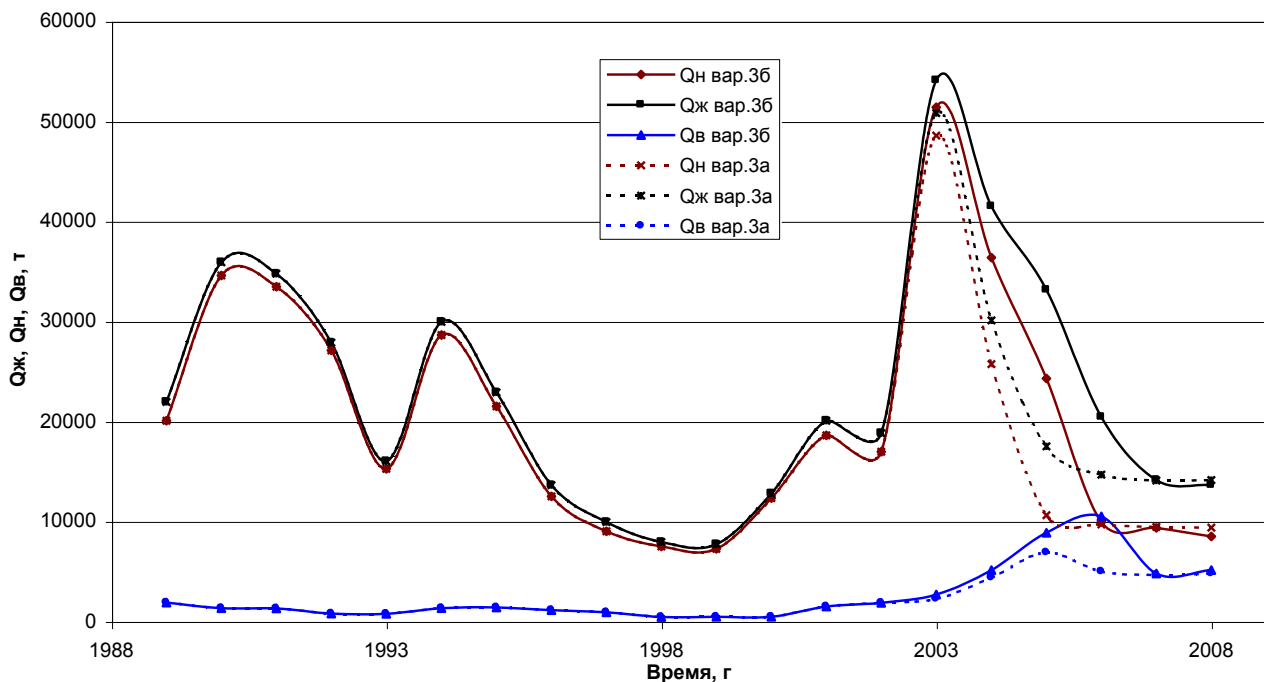


Рисунок 5.4.3 Расчётные показатели разработки пласта Ю₁³ участка X месторождения (вариант3а, вариант3б)

Таблица 5.4.6 Показатели работы горизонтальной скважины (вариант

Время год	Qн т	Qж т	Qв т	Qг тыс. м ³	В %	ГФ м ³ /т	ΣQн т	ΣQв т	ΣQг м ³	ΣQж т
2003	30500	30500	0	9755	0	319.8	30500	0	9754510	30500
2004	10450	11457	1007	3538	51.2	338.6	40950	1007	13292880	41957
2005	346	3180	2834	64	99.8	185.4	41300	3841	13357013	45137

3а).

Таблица 5.4.7 Показатели работы горизонтальной скважины (вариант

3б).

Время год	Qн т	Qж т	Qв т	Qг тыс. м ³	В %	ГФ м ³ /т	ΣQн т	ΣQв т	ΣQг м ³	ΣQж т
2003	34040	34490	450	13182	3.94	387.24	34040	450	13181650	34490
2004	20340	21933	1593	9297	12.2	457.07	54380	2043	22478453	56423
2005	11080	13848	2768	8818	77.96	795.86	65460	4811	31296582	70271
2006	420	5658	5238	78	99.92	186.69	65880	10050	31375067	75929

Из проведённых расчётов можно сделать вывод, что наиболее предпочтительнее из рассмотренных вариантов остаётся 1-й (базовый), по причине того, что во 2-м варианте добывается большое количество газа и значительно снижается пластовое давление (до 15,9 МПа.), при эксплуатации горизонтальной скважины, она быстро (в течении 3 лет) обводняется и поэтому бурение горизонтальной скважины на данном участке экономически не выгодно.

Для предотвращения роста обводнённости в 1-м варианте необходимо уменьшить количество закачиваемой воды на данном участке месторождения.

6. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

6.1 Схема и принцип действия струйного аппарата

Струйными аппаратами (струйными насосами, эжекторами) называются устройства, в которых происходит смешение и энергообмен двух потоков разных давлений с образованием смешанного потока.

Среда, находящаяся перед аппаратом при более высоком давлении, называется рабочей средой, а её поток называется рабочим потоком. Истекая с высокой скоростью из сопла в приемную камеру струйного аппарата, рабочий поток увлекает среду, имеющую перед аппаратом более низкое давление, которая называется инжектируемой (откачиваемой, пассивной). Как правило, в струйных аппаратах происходит сначала преобразование потенциальной энергии рабочего потока в кинетическую. Кинетическая энергия рабочего потока частично передается инжектируемому потоку. В проточной части струйного аппарата происходит выравнивание скоростей смешиваемых потоков и обратное преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Схемы струйных аппаратов весьма разнообразны. На рис. 8.1.1 представлена принципиальная схема наиболее известной и распространенной конструкции эжектора.

Основные элементы аппарата: рабочее (активное) сопло 1, приемная камера 2, камера смешения 3, диффузор 4.

Сопло служит для преобразования потенциальной энергии давления в кинетическую энергию рабочего потока, который истекает с высокой скоростью из сопла и подсасывает за счёт образующегося разрежения инжектируемый поток в приёмную камеру. Потоки рабочей и инжектируемой сред поступают далее в камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей, сопровождающееся, как правило, повышением давления.

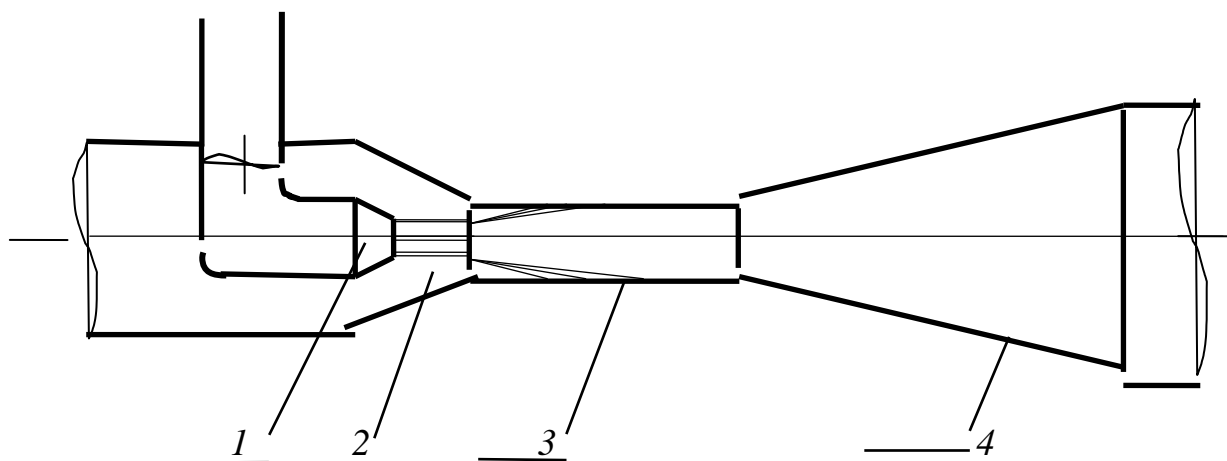


Рисунок 8.1.1 *Принципиальная схема струйного аппарата*

1 – рабочее сопло, 2 – приёмная камера, 3 - камера смешения, 4 – диффузор.

Из камеры смешения поток направляется в диффузор, где происходит дальнейший рост давления. Давление смешанного потока на выходе из диффузора больше давления подсасываемого потока, поступающего в приемную камеру.

Широкое распространение струйных аппаратов в различных отраслях промышленности обусловлено следующими преимуществами эжекторов: высокой самовсасывающей способностью и возможностью перекачки жидкостей, газов, газожидкостных смесей, суспензий, содержащих твёрдые частицы, а также агрессивных сред. Кроме того, в струйных аппаратах нет движущихся деталей, эжекторы просты по устройству, имеют малые габаритные размеры и массу, что позволяет размещать их в труднодоступных местах. Не последнюю роль играет также простота регулирования напора и подачи эжекторов.

Струйные аппараты имеют и недостатки, к числу которых прежде всего относятся отсутствие автономного привода и необходимость использования для нагнетания в сопло постороннего источника напорной жидкости, а также низкий КПД собственно струйного насоса, как правило, не превышающий в лучших конструкциях значения 0,35 – 0,4.

Наибольший интерес представляют струйные аппараты, предназначенные для эжектирования потока пассивной среды струей рабочей

жидкости и последующего их совместного транспортирования. Откачиваемая среда может быть жидкостью, газом, твердым (сыпучим) телом или газожидкостной смесью.

Следует отметить, что в подавляющем большинстве условий эксплуатации, встречающихся на практике, для работы струйного аппарата необходим насос, нагнетающий жидкость под давлением в сопло струйного аппарата. При этом струйный аппарат и насос, работающие совместно, образуют насосно-эжекторную систему.

В зависимости от того, в какой степени используется потребителем активный поток, КПД струйного аппарата в составе насосно-эжекторной системы η^* будет иметь различные значения. Величина η^* определяется как

$$\eta^* = \frac{N_{нас} + rN_{акт}}{N_{полн}} \quad (1.1)$$

где $N_{нас}$ - мощность, полученная пассивным подсосываемым потоком;

$N_{акт}$ - остаточная мощность активного потока на выходе из эжектора;

$N_{полн}$ - полная мощность, затраченная активным потоком;

r - коэффициент использования активного потока.

Значения r могут меняться от нуля до единицы. В случае, если полезно используется только пассивный поток, $r = 0$. Когда полезно используется также весь активный поток, $r = 1$. При частичном использовании потребителем активного потока $0 < r < 1$.

Из этого следует, что наивысшие значения КПД струйного аппарата в составе насосно-эжекторной системы достигаются в тех случаях, когда полезно используется весь активный поток рабочей жидкости. При частичном использовании рабочей жидкости значения КПД снижаются, а при полезном использовании только пассивного потока величины η^* будут самыми низкими.

6.2 Технология «Тандем»

Эксплуатация скважин установками погружных центробежных насосов (УЭЦН) является в настоящее время основным способом добычи нефти в России. Однако на многих месторождениях работа серийных установок ЭЦН сталкивается с большими трудностями. Вредное влияние свободного газа, фонтанирование по затрубному пространству, тяжелый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах, падение коэффициентов продуктивности скважин из-за глушения и низких забойных давлений - вот далеко не полный перечень осложняющих факторов при добыче нефти установками ЭЦН.

Значительное число скважин эксплуатируется периодически вследствие срывов подачи ЭЦН. Многие скважины вообще находятся в бездействии из-за невозможности освоить их серийным насосным оборудованием.

Кроме того, режимы разработки наших нефтяных месторождений практически никогда не бывают стационарными, этому способствуют отключения кустовых насосных станций системы поддержания пластового давления из-за аварий и для производства ремонтных работ.

Вследствие существенной нестационарности процесса разработки месторождений добывные возможности скважин значительно меняются в течение года, и подобрать серийный ЭЦН так, чтобы он эффективно работал в скважине весь свой период эксплуатации от запуска до отказа, становится практически невозможно.

В связи с этим повышение эффективности добычи нефти погружными центробежными насосами в осложненных условиях является особо актуальной задачей. Одним из перспективных направлений ее решения является применение погружных насосно-эжекторных систем. Эти установки содержат, помимо погружных центробежных насосов, струйные аппараты (эжекторы), а также газосепараторы.

На рис. 6.2.1 представлена схема погружной насосно – эжекторной системы. Система содержит установленные на насосно-компрессорных

трубах (НКТ) 1 погружной насос 2, нагнетательный патрубок 3 которого подключен к активному рабочему соплу 4 струйного аппарата с приемной камерой 5, камерой 6 смешения и диффузором 7, сепаратор 8 с входным окном 9, каналами 10 отвода газообразной среды, сообщенными с приемной камерой 5 и выходным жидкостным патрубком 11, подключенным к всасывающему патрубку насоса 2. С целью повышения надежности работы каналы 10 отвода газообразной среды сепаратора 8 и приемная камера 5

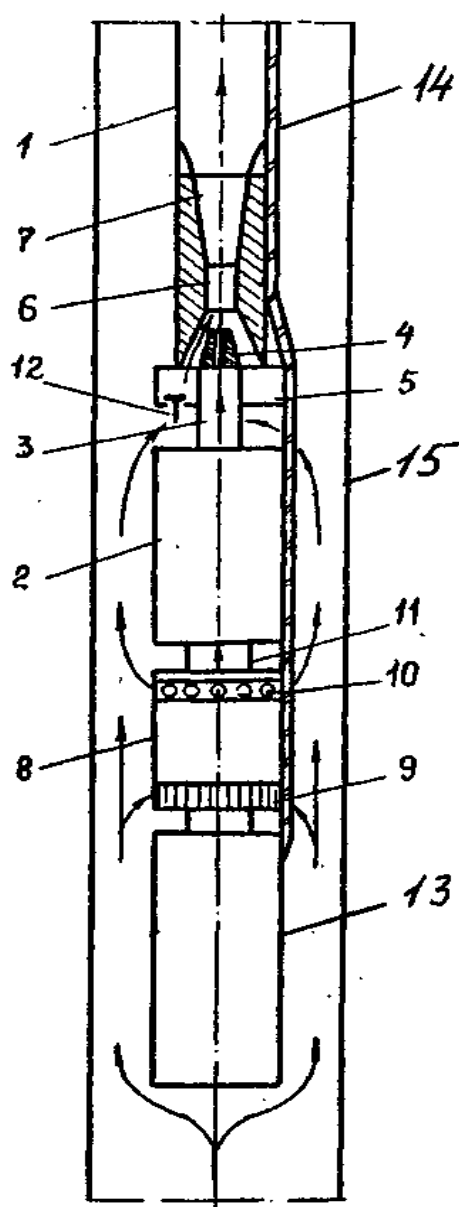


Рисунок 6.2.1 Погружная насосно – эжекторная система.

струйного аппарата сообщены с затрубным пространством скважины. Приёмная камера 5 струйного аппарата снабжена обратным клапаном 12.

Система содержит также двигатель 13, кабель 14 и спускается в обсадную колонну 15. При работе системы газированная жидкость из скважины поступает в кольцевое пространство вокруг устройства. Часть жидкости через входное окно 9 поступает в центробежный сепаратор 8. Отсепарированный газ через каналы 10 отвода газообразной среды поступает обратно в кольцевое пространство, а жидкость через жидкостный патрубок 11 - во всасывающий патрубок насоса 2. Другая часть газированной жидкости, минуя сепаратор 8 и насос 2, поступает по затрубному пространству в приемную камеру 5 струйного аппарата. При этом туда же поступает отсепарированный сепаратором 8 газ. Жидкость, нагнетаемая насосом 2, поступает в активное сопло 4 и, вытекая из него, увлекает из приемной камеры 5 перекачиваемую газированную жидкость в камеру 6 смешения. Из камеры 6 смешения смесь сред поступает в диффузор 7, в котором за счет плавного замедления потока происходит рост давления - до величины, необходимой для подъёма продукции по НКТ 1 на поверхность. При освоении бездействующих скважин, а также при эксплуатации малодебитных скважин обратный клапан в приёмной камере эжектора закрывается, и струйный аппарат работает как забойный штуцер. Это позволяет системе содержащей ЭЦН, центробежный газосепаратор и струйный аппарат, надежно добывать нефть при высоком газовом факторе и успешно адаптироваться к изменяющимся в широком диапазоне эксплуатационным условиям.

струйном аппарате. Дополнительным преимуществом при работе в правой части характеристики установки «ТАНДЕМ» является улучшение условий охлаждения погружного электродвигателя и кабельного удлинителя вследствие повышения общего дебита системы по сравнению с подачей ЭЦН.

Таким образом, погружная насосно-эжекторная система в левой части характеристики является высоконапорной низкодебитной установкой, а в правой – высокопроизводительной низконапорной системой, причем в этом случае погружной центробежный насос работает в оптимальном режиме независимо от колебаний противодавления. Такая форма характеристики позволяет системе подстраиваться к изменяющимся в широком диапазоне режимам эксплуатации добывающих скважин, а так же успешно проходить этап освоения после глушения при текущем ремонте.

Вследствие снижения коэффициента продуктивности, вызванного проникновением в призабойную зону жидкости глушения, для освоения скважины требуется создать глубокие депрессии. Чтобы процесс освоения проходил непрерывно (или с минимальным числом отключений установки), его необходимо проводить при невысокой подаче. Если откачка жидкости будет большой, то погружная установка быстро отберет жидкость из ствола скважины, пласт же не успеет начать работать. Подача прекратится, установку придется отключить. Промысловая практика показывает: чем больше включений и выключений установки ЭЦН при выводе на режим, тем меньше наработка на отказ. Штуцирование ЭЦН струйным аппаратом позволяет увеличивать разность между пластовым и забойным давлениями достаточно плавно, что обеспечивает глубокие депрессии на пласт в течении длительного времени. Вследствие этого нефтяной пласт быстрее восстанавливает продуктивность и включается в работу, что сокращает общее время вывода на режим эксплуатации и число отключений.

После откачки жидкости глушения режим совместной работы скважины и системы «ТАНДЕМ» перемещается в правую часть характеристики (

рис.6.2.2 точка Г). При изменении характеристики скважины вследствие нестационарности процесса разработки (например, рис.6.2.2, кривые 6 и 7) режим совместной работы скважины и погружной насосно-эжекторной системы перемещается из точки Г в точку Д либо в точку Е. При этом изменяется только подача струйного насоса, а ЭЦН стабильно работает в оптимальном режиме.

Основные результаты проведенных теоретических и экспериментальных исследований в работе таковы:

1. В диапазоне газосодержаний откачиваемой продукции $\beta = 0...83\%$ оптимальной является конструкция струйный аппарата, относительная длина камеры смешения которого равна 4 ее диаметрам, в диапазоне газосодержаний $\beta = 83...96\%$ следует применять струйные аппараты, относительная длина камеры смешения которых равна 20 ее диаметрам, а при $\beta > 96\%$ - 30 ее диаметрам, во всех случаях оптимальная длина диффузора составляет около 10 диаметров камеры смешения.
2. Установлено, что максимальные значения КПД насосно-эжекторной системы соответствуют диапазону изменения объемного содержания газа в приемной камере струйного аппарата в пределах 20÷80%. При этом давление в ней должно быть не менее 0.2 МПа и должно составлять около 1/3 от давления рабочего потока.
3. При использовании жидкости в качестве рабочего потока величины КПД струйного аппарата вполне сопоставимы с КПД ПЭЦН, причем если ПЭЦН испытывает сильное вредное влияние свободного газа, струйный аппарат наоборот работает на газожидкостной смеси лучше, кроме того, КПД струйного аппарата при откачке газожидкостной смеси может быть в 1.5 раза выше, чем при откачке однородной жидкости.
4. При истечении через сопло газожидкостной смеси струйный аппарат работает устойчиво с неизменными параметрами только в зоне небольшого содержания газа в рабочем потоке (примерно до 12...15%). Поэтому наличие газосепаратора (или иные методы снижения газосодержания

рабочего потока) является обязательным условием успешной работы системы ПЭЦН со струйным аппаратом в скважинах.

6.3 Анализ эффективности применения струйных насосов на X месторождении

Анализ эксплуатации серийных УЭЦН на X месторождении показал, что наработка серийных установок составляет не более 120 суток. Основная причина низких показателей МРП серийных установок ЭЦН в скважинах, является вредное влияние свободного газа. Очень часто УЭЦН отключаются по недогрузу в результате фонтанирования продукции скважин по затрубному пространству вследствие сброса труда значительной доли свободного газа и возникновения своеобразного газлифтного эффекта.

Половина фонда скважин оборудованных УЭЦН работают в режиме накопления, то есть определенное время скважина накапливает продукцию, при этом установка не работает, затем через некоторый момент времени установка автоматически запускается и отбирает накопленный объём продукции. Естественно, частые запуски и отключения УЭЦН отрицательно влияют на надежность электрической части установок.

В результате анализа работы фонда скважин оборудованных УЭЦН X месторождения, было принято решение о внедрении погружных насосно-эжекторных систем (технология «ТАНДЕМ»). За период с сентября 1997 года по март 2001 года на X месторождении погружные насосно-эжекторные системы были внедрены в пяти скважинах (таблица 8.3.1). После конструктивных изменений рабочей части струйного насоса, насосно-эжекторные системы были внедрены ещё в трёх скважинах (1224, 852, 771).

После прекращения фонтанирования (9 августа 2000 года) в скважину 1224 куст 1, спустили установку «Тандем» - УЭЦН5 60-1800 и СН73/20, глубина спуска подземного оборудования 1842 метров. Скважина проработала в режиме накопления (рн11/24 11 часов в работе, 24 – в накоплении) 34 суток с дебитом жидкости 3 м³/сут. Причина отказа серийной

установки частые включения и отключения УЭЦН. Скважина 1224 не вышла на суточный режим работы в результате низкого притока продукции из пласта. После этого в скважине произвели дополнительную перфорацию и спустили УЭЦН5 60-1800 на глубину 1850 м (9 февраля 2001 г). Эффект от дополнительной перфорации был заметен – установка проработала 121 суток в режиме накопления 12/24 с дебитом жидкости 25 м³/сут. Затем сменили установку на менее производительную – УЭЦН5 30-1800 (Нсп=1950м), скважину так же не удалось вывести на установившийся режим, с дебитом жидкости 26 м³/сут в режиме накопления 16/8 она проработала 14 суток. В последующем было принято решение о внедрении в эту скважину погружной насосно-эжекторной системы нового исполнения.

Таблица 6.3.1 Параметры эксплуатации скважин X месторождения до и после внедрения насосно-эжекторных систем

№Скв	Дата		Типоразмер	Нсп м	Qж м³/сут	Qн т/сут	В %	Ндин м	Рбуф Атм	Рзат Атм	Наработка сут	Примечание
	Ввода	Отказа										
1195	29.05.97	29.08.97	Э-50-1700	1624	60	18.6	62	300	7	6	92	До внедрения
	12.09.97	30.07.98	Э-50-1700 + СН73/20	1670	45	18.3	50	791	10	12	321	После внедрения
	15.08.98	19.01.00	Э-50-1700 + СН73/20	1650	60	17.1	65	350	9	4	522	После внедрения
772	Прекращение фонтанирования											До внедрения
	19.04.98	26.02.99	Э-50-1750 + СН73/20	1680	24	16.8	14	400	17	9	313	После внедрения
	08.03.99	02.07.00	Э-50-1750 + СН73/20	1575	60	29.3	40	450	17	14	482	После внедрения
773	20.02.97	18.06.98	Э-30-1700	1739	20	13.4	18	160	6	4	483	До внедрения
	22.02.99	05.08.99	Э-30-1600 + СН73/20	1610	26	11.9	44	340	6	7	164	После внедрения
847	30.12.97	03.02.98	Э-50-1700	1700	20	4.9	70	0	6	5	35	До внедрения
	04.04.98	09.08.98	Э-50-1700 + СН73/20	1642	70	34.2	40	500	20	10	127	После внедрения
	20.04.00	27.12.00	Э-80-1700	1627	95	11.6	85	50	12	6	251	До внедрения
	26.01.01	27.03.01	Э-80-1700 + СН73/50	1600	50	9.0	78	500	10	9	60	После внедрения
1164	22.10.97	02.12.97	Э-50-1600	1635	30	24.5	0	800	20	4	41	До внедрения
	11.12.97	18.10.99	Э-50-1600 + СН73/20	1635	34	17.5	37	600	15	11	676	После внедрения
	13.09.00	27.02.01	Э-60-1500	1635	35	24.2	15	600	20	12	167	До внедрения
	09.03.01	26.09.01	Э-80-1700 + СН73/80	1772	70	51.3	10	585	23	22	201	После внедрения, ИДН демонтаж раб. установки
	30.09.01	30.07.02	Э-130-1910	2092	80	55.4	15	1100	16	12	303	До внедрения
	05.08.02	Э-80-1610 + СН	1780	30	22.5	8	1250	14	10		После внедрения	
1224	Прекращение фонтанирования											До внедрения
	03.09.00	09.10.00	Э-60-1800 + СН73/20	1842	3	0.2	90	750	14	14	34	После внедрения, (РН 11/24)
	09.09.01	23.09.01	Э-30-1800	1950	26	7.4	65	800	18	14	14	До внедрения (РН 16/8)
	24.04.02	18.06.02	Э-50-1890 + 2СН73/20	1840	19	4.6	70	800	17	14	55	После внедрения (Суточный), Клин
	14.07.02	16.08.02	Э-30-1840 + 2СН73/20	1846	20	6.5	60	1000	10	7	33	После внедрения (Суточный), Клин
	24.08.02	Э-30-1870	1830	17	4.2	70	900	14	6	24	Клин (солеотложения)	
771	31.01.98	10.06.98	Э-30-1650	1623	33	10.8	60	638	12	4	130	До внедрения
	13.06.98	15.08.98	Э-30-1650 + СН73/20	1645	29	16.3	31	924	4	5	63	После внедрения
	03.04.00	10.05.00	Э-50-1600	1650	22	9.9	45	600	13	13	37	До внедрения
	26.06.00	13.02.01	Э-50-1700 + СН73/20	1780	29	13.0	45	980	14	9	232	После внедрения
	22.02.01	09.12.01	Э-50-1700 + СН73/50	1750	36	13.2	55	1095	15	13	290	После внедрения
	01.04.02	19.04.02	Э-50-1990	2020	20	4.1	75	1200	18	21	18	До внедрения
	29.04.02	26.07.02	Э-50-1900 + 2СН73/80	1750	27	6.6	70	1250	22	11	88	После внедрения
	18.09.02	Э-30-1870 + СН73/20	1745	21	5.1	70	1080	10	8		После внедрения	
852	12.12.01	18.03.02	Э-50-1700	1700	23.2	7.2	62	980	44	42	96	До внедрения
	22.04.02	18.07.02	Э-50-1880 + 2СН73/50	1720	26	10.6	50	1450	52	27	87	После внедрения, Клин (Солеотложения)
	10.08.02	03.11.02	Э-30-1876 + 2СН73/20	1704	24	5.9	70	1300	26	26	85	После внедрения, Клин (Солеотложения)

24 апреля 2002 года в скважину 1224/1 X месторождения была спущена установка ЭЦН5-50-1890 с газосепаратором МН-ГСЛ5 и струйным насосом 2СН/73-20 (заводской номер № Е01010). Глубина спуска УЭЦН составляет 1840 м., струйного насоса – 1760 м. Запуск УЭЦН с газосепаратором и струйным аппаратом произведён 24.04.2002 г. в 23ч 30мин. После одного часа работы, согласно инструкции по эксплуатации УЭЦН по ОАО «Томскнефть» ВНК, установка бала отключена на охлаждение. Запуск произвели через 2 часа, установка проработала до 16ч.00мин, отключение произвели согласно инструкции при динамическом уровне 1550 м, при этом дебит жидкости плавно снизился с 92 до 38 м³/сут. Следующий запуск установки произведён 26.04.2002 г. в 3ч 30 мин и уже в 20ч 10мин скважина практически выходила на установившийся режим с параметрами: Ндин=1547 м, Qж=33 м³/сут, В=95%, однако установка вновь была отключена из-за низкого динамического уровня.

После этого 27.04.2002 г. в 9ч 10мин был произведён очередной запуск установки, скважина вышла на установившийся режим в 23ч 00мин со следующими параметрами

Динамический уровень, м.....1300	Давление в затрубном пространстве, атм.....14
Дебит жидкости, м ³ /сут.....28	Сила тока, А.....15-18
Диаметр штуцера, мм.....4/18	Обводненность, %.....74
Давление на буфере, атм.....17	

Динамический уровень, м.....1620	Давление в затрубном пространстве, атм.....14
Дебит жидкости, м ³ /сут.....30	Сила тока, А17
Диаметр штуцера, мм.....3/18	Обводненность, %.....82
Давление на буфер.....25	

Скважина проработала с такими параметрами до 1.05.2002 г., далее произошло отключение установки из-за неисправности наземного оборудования ($R_{из}=1$ Мом). После одного цикла откачки, был замечен прорыв большого количества газа из продуктивного пласта в скважину. При $H_{дин}=1390$ м и $Q_{ж}=28,5$ м³/сут установка была отключена из-за колебания силы тока. После накопления, установка вновь была запущена (3.05.2002 г.) и при $H_{дин}=1147$ м и $Q_{ж}=45$ м³/сут (диаметр штуцера 18/18 мм) колебания силы тока возобновились. Такие прорывы газовой среды из пласта частично отделяются газосепаратором в затрубное пространство, а оставшаяся часть газа вместе с жидкостью попадает в ЭЦН. Струйный насос предотвращает срыв подачи ЭЦН, путем откачки газожидкостной смеси с большим газосодержанием из затрубного пространства. Скважина выведена на круглосуточный режим работы 4.05.2002 г. со следующими параметрами:

Время

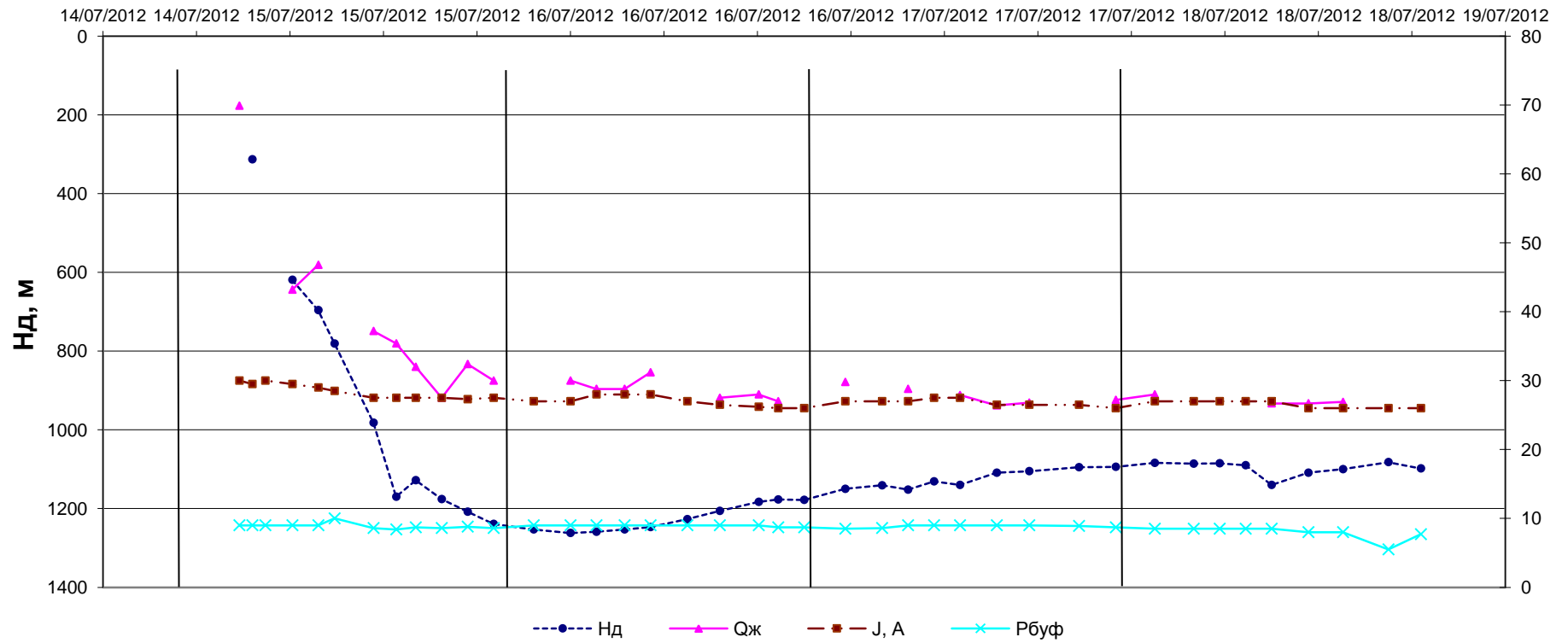


Рисунок 6.3.1 Вывод на режим скважины 1224 (УЭЦН-30-1840, 2СН73/20 $H_{сп}=1846м$)

Затем в процессе работы скважины Нд вырос до 650м на скважине установили штуцер 6 мм, Нд снизился до 900м, $Q_{ж} = 20 \text{ м}^3/\text{сут}$, в дальнейшем установили штуцер 8 мм $Q_{ж}$ установился равным $19 \text{ м}^3/\text{сут}$, Нд =800 м, с такими параметрами скважина работала до 11 июня, а затем произошло заклинивание установки, её удалось раскрутить, но 18 июня установка окончательно заклинила из – за солеотложений, всего установка отработала 55 дней. 13.июля 2002г в скважину 1224 была спущена установка ЭЦН-30-1840 со струйным насосом 2СН73/20, глубина спуска 1846м. Запуск установки произвели 14.07.12 в 22:30, после одного часа согласно инструкции установку отключили для охлаждения. (Рис. 6.3.1)

Очередной запуск произвели в 1:00 ($d_{штг}=18\text{мм}$), за период времени с 1:00 до 21:00 установка отобрала уровень от 272 м до Нд =1262 м, $Q_{ж}=35 \text{ м}^3/\text{сут}$, затем уровень стал расти и за 24 часа вырос до 1085м. 17 июля 2002г скважина 1224 вышла на установившийся режим работы со следующими параметрами:

Динамический уровень, м.....1090	Давление в затрубном пространстве, атм.....8
Дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$25	Сила тока, А26
Диаметр штуцера, мм.....18/18	Обводненность, %.....80
Давление на буфере, атм.....8	

В дальнейшем в процессе работы обводнённость снизилась до 60%, $Q_{ж}=20 \text{ м}^3/\text{сут}$, Нд =1000м с такими параметрами скважина отработала 33 дня до 16 августа 2002г. 16.08.02 снова произошло заклинивание ЭЦН из-за солеотложений.

Применение технологии «Тандем» в скважине 1224 показало, что насосно-эжекторная система хорошо адаптируется к условиям изменения добывных возможностей скважины при выводе на режим. Скважину удалось вывести на суточный режим работы (ранее при работе серийных установок она работала в режиме накопления 16/8). Показатели наработки насосно – эжекторной системы так же лучше по сравнению с серийными установками (в среднем больше на 80%), хотя нужно отметить что наработка не на много

больше (по причине отложения солей приводя к заклиниванию ЭЦН), и не достаточна для обеспечения экономической эффективности работы установки.

23 апреля 2012 года в скважину 852/23 X месторождения была спущена установка ЭЦН5-50-1880 с газосепаратором МН-ГСЛ5 и струйным насосом 2СН/73-50 (заводской номер № Е9006). Глубина спуска УЭЦН составляет 1720 м., струйного насоса – 1640м.

До внедрения скважина 852/23 находилась в бездействии с 18 марта 2012 г. Перед этим в скважине работала серийная установка ЭЦН5-50-1600 (Нсп=1700) в суточном режиме. Среднесуточный дебит жидкости составлял 23 м³/сут при обводненности 62 %, наработка на отказ серийной установки – 96 суток. 25 марта 2012 г. производился спуск УЭЦН5 50-1900 на глубину 2020 м, но во время СПО операций произошел обрыв НКТ и в результате - полёт ЭЦН. После этого скважина была заглушена более тяжёлым раствором, что осложнит процесс освоения скважины.

Запуск УЭЦН с газосепаратором и струйным аппаратом произведен 24.04.2012 г. в 00ч 15мин. В течение двух дней, по аналогии со скважиной 1224, скважину 852 не удавалось вывести на суточный режим. После седьмого запуска 28.04.2012г. в 02ч. 00мин установку пришлось отключить из-за колебания силы тока с параметрами Ндин=1574 м, Qж=26 м³/сут, В=28%. Следующий запуск произведён 28.04.2012г в 9ч 00мин с Нст=833 м, а в 22ч 00 мин установку пришлось отключить по показаниям силы тока, при Ндин=1593 м, Qж=32 м³/сут, В=38%. Очередной запуск установки произвели 29.04.2012г в 10ч 00мин Нст=550м, при этом наблюдалось плавное снижение динамического уровня и уже 30.04.2012г. с 10ч 00мин до 18ч 00мин была заметна стабилизация динамического уровня, а дебит жидкости с момента запуска до остановки установки не изменялся и составлял 30 м³/сут. Установка была остановлена в 18ч 00мин по показаниям силы тока. Причина такого сложного вывода скважины на установившийся режим: во-первых, скважина находилась долгое время в соляном растворе, во-вторых, в

скважину была спущена высоконапорная установка не соответствующая глубине спуска подвески. В результате этого было принято решение за два часа до возникновения кризисного момента вывода на режим (падение силы тока, снижение динамического уровня, снижение дебита жидкости и др.) переключить дискретный штуцер, на устье скважины, со значения 3 мм на значение 2,5 мм. Следующий запуск установки произведён 1.05.2012 г. в 10ч 00мин, скважина вышла на установившийся режим 3.05.2012 г. в 1ч 00мин со следующими параметрами:

Динамический уровень, м.....1460	Давление в затрубном
Дебит жидкости, м ³ /сут..... 29	пространстве, атм.....31,5
Диаметр штуцера, мм.....2,5/18	Сила тока, А18
Давление на буфере, атм.....64	Обводненность, %.....50

В дальнейшем процессе работы дебит установился равным 26 м³/сут, Нд=1450м, В=50% с таким режимом работы скважина отработала 87 суток до 18 июля 2012 г. 18.07.12 произошло заклинивание ЭЦН по причине солеотложений.

10 августа 2012г в скв. 852 спустили установку ЭЦН-30-1876, струйный насос 2СН73/20, глубина спуска 1704м (струйный насос на 80м выше).

Запустили установку 10.08.12г в 10:50, через час остановили для охлаждения(Рис. 6.3.2).

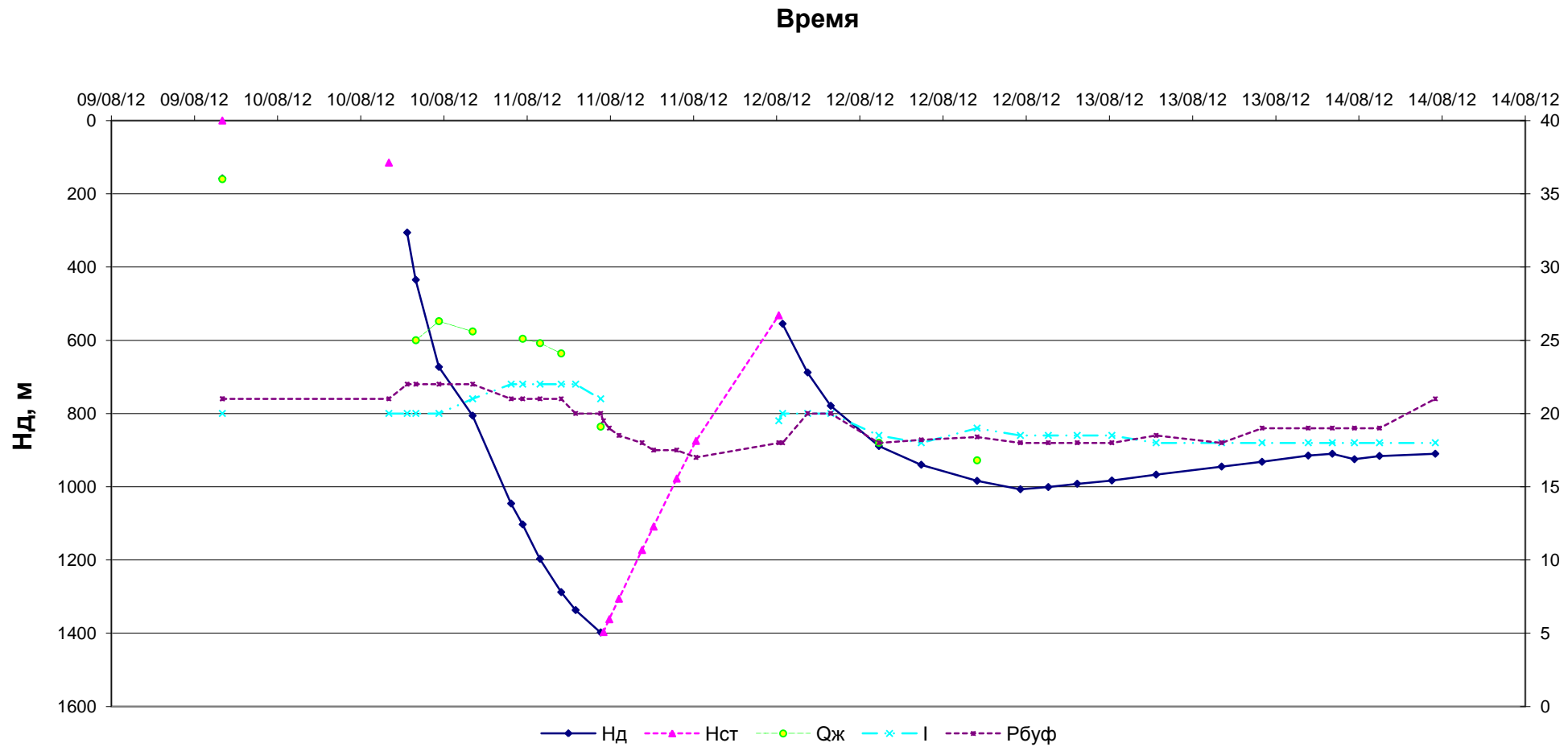


Рисунок 6.3.2 Вывод на режим скважины 852 (УЭЦН-30-1876, 2СН73/50 Нсп=1704м)

В 14:25 произвели запуск при уровне 115м ($d_{шт}=18$ мм) , за 18 часов установка отобрала до уровня 1398м, дебит при этом был равен 25 м³/сут, В=80%, 11.08.12 в 9:00 установка была отключена в накопление.

12.08. 12 в 0:30 при Нст=532м установка была запущена в работу, за 18 часов работы уровень снизился до 1007 м, а затем стал расти и стабилизировался на 910 м, 13.08.12 в 22:00 скважина вышла на установившийся режим работы с такими параметрами:

Динамический уровень, м.....910	Давление в затрубном пространстве, атм.....29
Дебит жидкости, м ³ /сут.....20	Сила тока, А18
Диаметр штуцера, мм.....18/18	Обводненность, %..... 75
Давление на буфере, атм.....29	

В процессе работы обводнённость снизилась до 70%, дебит вырос до 24 м³/сут, Нд =1300м, с такими параметрами скважина отработала 85 суток до 3.11.12г. 3.11.12 произошло заклинивание ЭЦН из – за солеотложений. Применение технологии «Тандем» на скв. 852 показало, что скважина быстрее выходит на режим, по наработке отличия от серийной установки оказались не значительны, сильно снижают наработку как и в скважине 1224 отложения солей.

Поскольку режим эксплуатации скважин может меняться во времени, вследствие колебаний пластового давления и влияния свободного газа, для нормальной работы насосно-эжекторной системы струйные насосы в скважинах 1224 и 852 были расположены на 80 метров выше глубины спуска ЭЦН, а в скважине 771 струйный насос расположили на расстоянии 500 м от устья. Это даёт возможность создать необходимый «запас прочности», не позволяющий опуститься нефтегазовой шапке до приёма ЭЦН и вызвать срыв подачи при резком снижении пластового давления.

В скважину 771/21 X месторождения 29 апреля 2012 года внедрили высокопроизводительную установку «ТАНДЕМ» - УЭЦН5-50-1900 с газосепаратором МН-ГСЛ5 и струйным насосом 2СН/73-80 (заводской номер № N01012). Глубина спуска УЭЦН составляет 1750 м., струйного насоса –

500 м. Струйный насос, на данной глубине спуска, способен инжектировать отсепарированный газ в колонну насосно-компрессорных труб.

До внедрения скважина 771/21 находилась в бездействии с 19 апреля 2012 г. Перед этим в скважине работала серийная установка ЭЦН5-50-1990 (Нсп=2020) в суточном режиме. Среднесуточный дебит жидкости составлял 20 м³/сут при обводненности 75 %, наработка на отказ серийной установки – 18 суток (клин насоса). Так же необходимо отметить что за последние 4 месяца на скважине 771 производилось 3 ремонта ПРС (смена ЭЦН), средняя наработка на отказ этих установок 28 суток.

Запуск УЭЦН с газосепаратором и струйным аппаратом произведен 29.04.2012 г. в 18ч 00мин, а в 19ч 00мин установка, согласно регламента, была отключена на охлаждение. В 20ч 00мин установка была запущена при Нст=364 м, в 23ч 00мин наблюдается скачок динамического уровня с 1360 м до 1172 м, а затем плавное его снижение. Это можно объяснить наличием в затрубном пространстве пены. На следующий день 30.04.2012 г в 18ч 00мин скважина вышла на режим с параметрами Ндин=1550 м, Qж=27 м³/сут.

Для запуска струйного насоса, 1.05.2012 г. при Ндин=1451 м, Qж=28 м³/сут, В=78%, было перекрыто затрубное пространство – это необходимо для того, чтобы создать необходимое давление в затрубном пространстве для открытия клапана в инжектируемом канале. После этого динамический уровень стал снижаться. В 20ч 00мин было решено установить штуцер на 3/3 мм (устье/затр), при Ндин=1570 м, Qж=30 м³/сут, В=70%. В дальнейшем динамический уровень возрос и 2.05.2012г в 15 ч 00мин Ндин=1420 м. и продолжал медленно повышаться. В этот момент времени диаметр штуцера изменили на 3/18 мм. скважина вышла на установившийся режим 3.05.2012 г. со следующими параметрами:

Динамический уровень, м.....1350	Давление в затрубном
Дебит жидкости, м ³ /сут.....30	пространстве, атм..... 11
Диаметр штуцера, мм.....3/18	Сила тока, А39

Давление на буфере, атм.....27	Обводненность, %.....65
--------------------------------	-------------------------

Проведенный эксперимент с закрытием затрубного пространства показал на то, что струйный насос работает и инжектирует газ в колонну насосно-компрессорных труб.

В процессе работы Qж установился равным 27 м³/сут, Нд=1250м, обводнённость 70%, с такими параметрами скважина отработала 88 суток. 26.07.2012г установка вышла из работы по причине отсутствия подачи.

Динамический уровень, м.....950	Давление в затрубном
Дебит жидкости, м ³ /сут.....19	пространстве, атм.....11
Диаметр штуцера, мм.....18/18	Сила тока, А18
Давление на буфере, атм.....11	Обводненность, %.....75

В дальнейшем в процессе работы установились следующие параметры, Нд снизился до 1050 м, обводнённость упала до 70%, дебит возрос до 21 м³/сут.

Таким образом в результате внедрения технологии «Тандем» на скважине 771 была увеличена наработка в 3 раза, по сравнению с серийными установками, так же был увеличен дебит жидкости на 35%.

ВЫВОДЫ:

1. Внедрение погружных насосно-эжекторных систем в скважинах X месторождения обеспечило стабильную эксплуатацию и повышение наработок на отказ (необходимо так же отметить что значительно снижают наработку на отказ солеотложения).
2. Применение погружных насосно-эжекторных систем является эффективным средством для вывода скважин из бездействия в осложненных условиях.

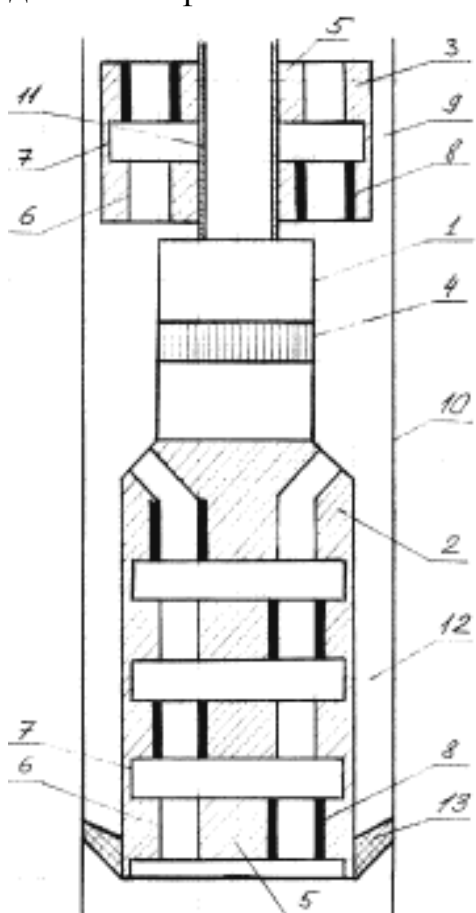
3. Установки «ТАНДЕМ» успешно адаптируются к условиям существенного изменения добычных возможностей скважин при выводе на режим и нестационарной фильтрации флюидов в пласте.
4. Технология «ТАНДЕМ» дает возможность надёжно эксплуатировать скважины при очень высоких входных газосодержаниях и может быть рекомендована для дальнейшего внедрения на X месторождении.

6.4 Предложения для снижения влияния солеотложений

6.4.1 Магнитный сепаратор

Как уже отмечалось выше, значительно снижают наработку солеотложения. В двух скважинах произошёл отказ установок из-за отложения солей. Для предотвращения отложений мех. примесей и солеотложений при эксплуатации скважин УЭЦН предлагается использование магнитного сепаратора.

На рис.6.4.1.1 представлена схема погружной насосной установки для добычи нефти с магнитным сепаратором.



Погружная насосная установка для добычи нефти содержит насос 1 с магнитными устройствами 2 и 3, одно из которых (устройство 2) размещено ниже приёма 4 насоса 1, а другое (устройство 3) — выше насоса 1. Магнитные устройства выполнены в виде нижнего магнитного сепаратора 2 и верхнего магнитного сепаратора 3, состоящих из последовательно подключённых делителей потока 5 с проходными патрубками 6 и соединительных емкостей 7. В одной части проходных патрубков 6 делителей потока 5 установлены магнитные вставки 8, а в другой части — не

Рисунок 6.4.1 Схема насосной установки с магнитным сепаратором

установлены. По меньшей мере в двух делителях потока 5 магнитных сепараторов 2 и 3 магнитные вставки 8 расположены по отношению друг к другу различным образом (см. рис. 6.4.1.1). Верхний магнитный сепаратор 3 установлен в затрубном пространстве 9 скважины 10. Насос 1 спущен в скважину 10 на насосно-компрессорных трубах 11.

Кольцевое пространство 12 между внешней поверхностью нижнего магнитного сепаратора 2 и внутренней поверхностью эксплуатационной колонны скважины 10 может быть перекрыто упругим уплотняющим элементом 13.

В другом варианте выполнения установки (см. рис. 6.4.2) в центральной части нижнего магнитного сепаратора 2 расположен по меньшей мере один полый канал 14, сообщённый своим верхним концом с полостью скважины 10, при этом нижний магнитный сепаратор 2 снабжён отстойником 15, имеющим гидравлическую связь с нижним концом полого канала 14.

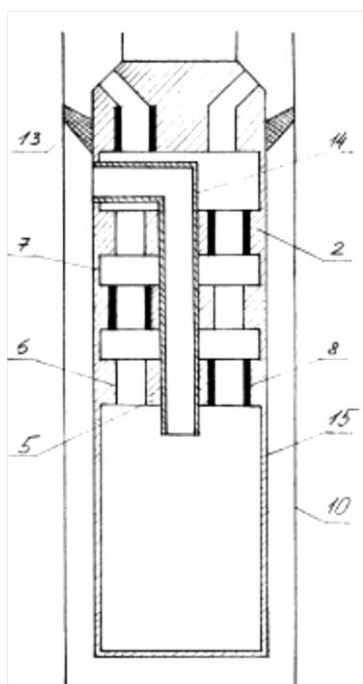


Рис. 6.4.2 Магнитный сепаратор в комбинации отстойником

Способ добычи нефти осуществляется следующим образом:

Насосом 1 производят откачку жидкости из скважины 10. При выводе скважины 10 на режим после подземного ремонта или остановки скважины 10 приток жидкости из пласта вначале практически отсутствует, и в этот период времени насосом 1 отбирают жидкость из затрубного пространства 9 скважины 10 над насосом 1, создавая депрессию на

пласт, а выше насоса 1 в затрубном пространстве 9 скважины 10 проводят магнитную сепарацию твёрдых частиц от жидкости посредством верхнего

магнитного сепаратора 3, так же существуют исследования в которых доказано, что воздействие магнитного поля на жидкость препятствует

образованию солей. Твердые частицы задерживаются в магнитных вставках 8 верхнего магнитного сепаратора 3 и не поступают в насос 1.

После создания депрессии, достаточной для вызова притока из пласта, и вывода скважины 10 на режим в процессе откачки жидкости насосом 1 на поверхность осуществляют магнитную сепарацию твёрдых частиц от жидкости ниже приёма 4 насоса 1 посредством нижнего магнитного сепаратора 2. Твердые частицы задерживаются в этот период времени в магнитных вставках 8 нижнего магнитного сепаратора 3 и не попадают в насос 1.

Поток жидкости с твёрдыми частицами предварительно делят не менее чем на два потока в делителях потоков 5. При этом одну часть потоков обрабатывают магнитным полем в магнитных вставках 8, а другую часть потоков, протекающих через проходные каналы 6, не обрабатывают магнитным полем, затем соединяют потоки в один в соединительных емкостях 7 и снова разделяют не менее чем на два потока, повторяя операции деления и соединения потоков не менее одного раза, при этом меняют расположение в пространстве обрабатываемых и необрабатываемых магнитным полем частей потоков. Это позволяет, с одной стороны, проводить магнитную сепарацию твёрдых частиц от жидкости во всём потоке, и, с другой стороны, обеспечивает работоспособность магнитных сепараторов 2 и 3 при забивании некоторых из магнитных вставок 8 твердыми частицами.

Следовательно, предотвращается засорение насоса 1 твёрдыми частицами как при выводе, так и после вывода скважины 10 на режим.

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет предотвратить засорение насосов твёрдыми частицами и предотвратить образование солеотложений.

6.4.2 Гидроструйный насос

Для повышения добычи нефти из скважин, где происходят интенсивные солеотложения, которые препятствуют эффективной работе УЭЦН можно порекомендовать способ добычи нефти гидроструйными насосами (рис. 6.4.3).

При работе установки многоступенчатый центробежный насос мини-станции нагнетает жидкость по НКТ 1,5” в сопло струйного аппарата, который эжектирует продукцию пласта на поверхность по кольцевому пространству между НКТ 1,5” и НКТ 3”. Смешанный поток после подъёма на поверхность поступает в мини-станцию, где газ отделяется от жидкости, часть которой нагнетается насосом в сопло эжектора, а другая часть идёт затем вместе с газом в выкидную линию.

В отличие от известных установок с пакерами эта технология позволяет избежать подъёма жидкости по эксплуатационной колонне и связанных с этим осложнений. Кроме того, появляется возможность контроля динамического уровня в процессе эксплуатации. Важным достоинством предложенной схемы является замена ненадёжных и дорогостоящих плунжерных насосов высокого давления многоступенчатыми центробежными насосами.

В новой технологии полностью сохранены известные ранее преимущества гидроструйных насосов:

- высокий межремонтный период работы скважин,
- возможность спуска-подъёма струйного агрегата без бригады подземного ремонта,
- надёжная эксплуатация в осложнённых условиях (высокий газовый фактор, большие глубины, высокие температуры, низкие дебит и т.д.).

Кроме того, как показали экспериментальные исследования, струйный насос, в отличие от центробежного, не только не боится вредного влияния

свободного газа, но и работает на газожидкостной смеси лучше, чем на однородной жидкости.

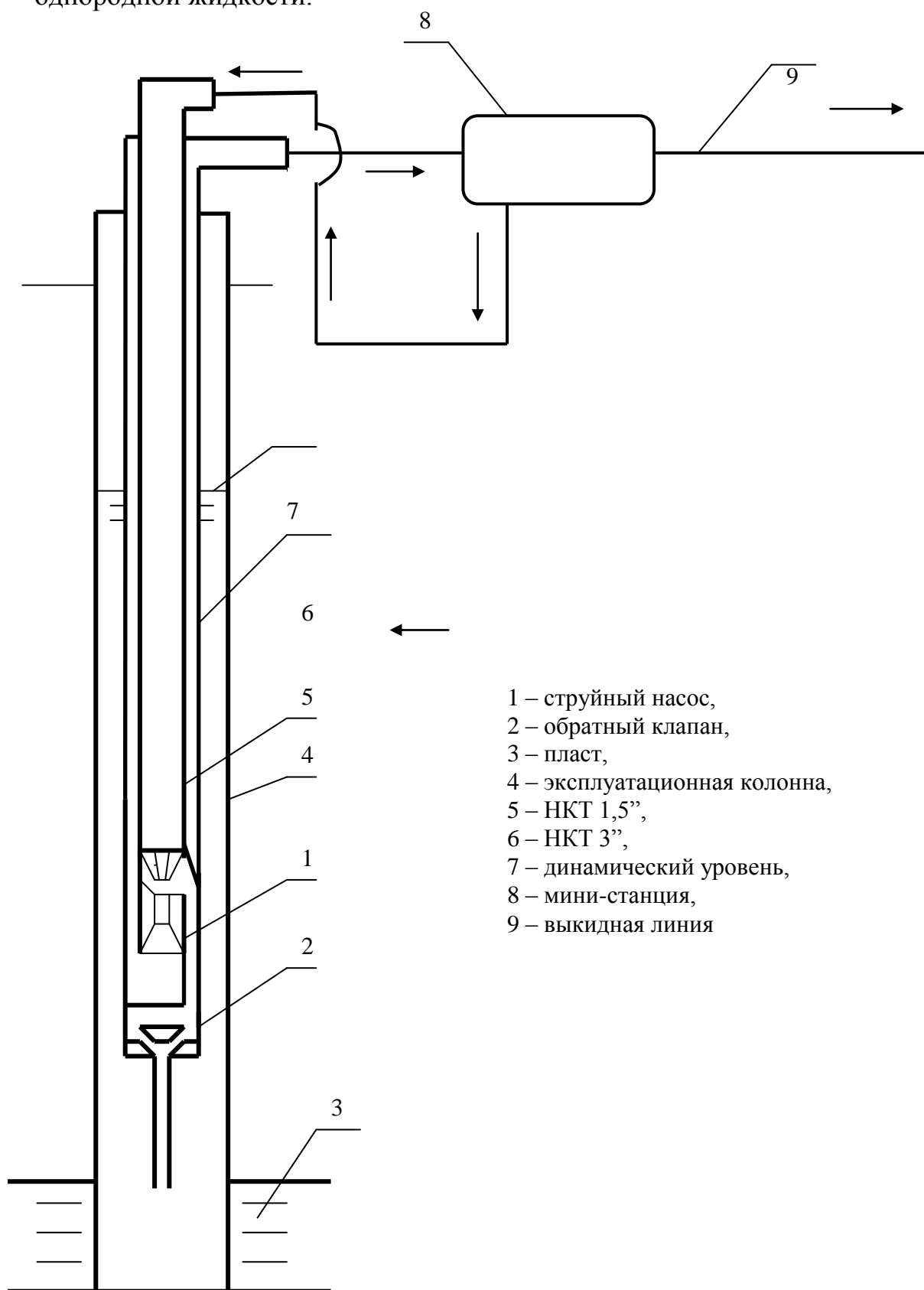


Рисунок 6.4.3 Схема установки гидроструйного насоса с силовой станцией

Пробное внедрение способа эксплуатации скважин гидроструйными насосами можно провести на скважине 1224 куст 1 (низкие показатели МРП, постоянно происходит заклинивание насоса), спустить гидроструйный насос на глубину 1900 м ниже до интервала перфорации хвостовик, для нагнетания жидкости по НКТ 1,5” в сопло струйного аппарата рекомендуется использовать систему ВВД скважин ППД, в этом случае из компоновки исключается мини – станция. Схема представлена на рис. 6.4.2.2.

В результате этого будет увеличена наработка и снижены затраты по добыче нефти из-за отсутствия постоянных ремонтов по смене УЭЦН.

В дальнейшем при положительных результатах внедрения гидроструйного насоса, можно перейти на компоновку насоса по схеме изображённой на рисунке 6.4.4.

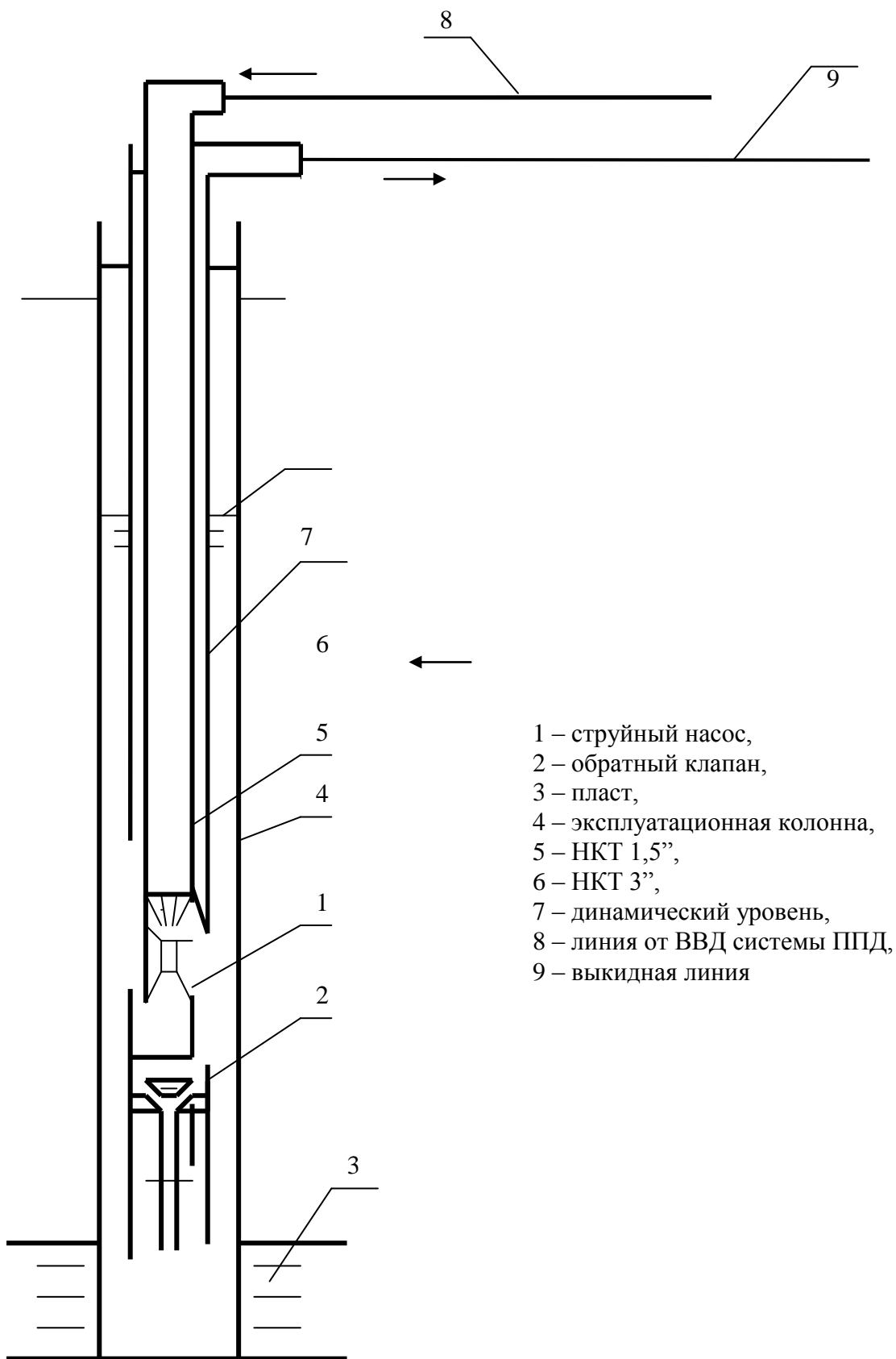


Рисунок 6.4.4 Схема установки гидроструйного насоса при нагнетании воды из системы ППД

6.5 Экономический расчёт эффективности.

В качестве исходных данных для расчёта экономической эффективности применения гидроструйного насоса использованы отчётные документы НГДУ «Хнефть».

Расчёты производились по следующим формулам:

1. Затраты на энергию по подъёму жидкости (условно – переменные затраты)

$$З = Q_n * I * C_{эл} * T;$$

I – расход эл. энергии на 1 т. нефти; $C_{эл}$ – стоимость 1 кВт.ч электроэнергии, руб; T – время работы скважины.

2. Выручка

$$В = Q_n * T * C_n; \quad C_n - \text{цена 1 т. нефти}$$

3. Прибыль

$$П = В - З - Н - З_{п}; \quad Н - \text{налоги; } З_{п} - \text{условно – постоянные затраты.}$$

4. Рентабельность

$$Р = П / З * 100\%$$

На рис. 6.5.1 построен график для нахождения точки безубыточности, из него видно, что все затраты окупятся через 2,8 месяца.

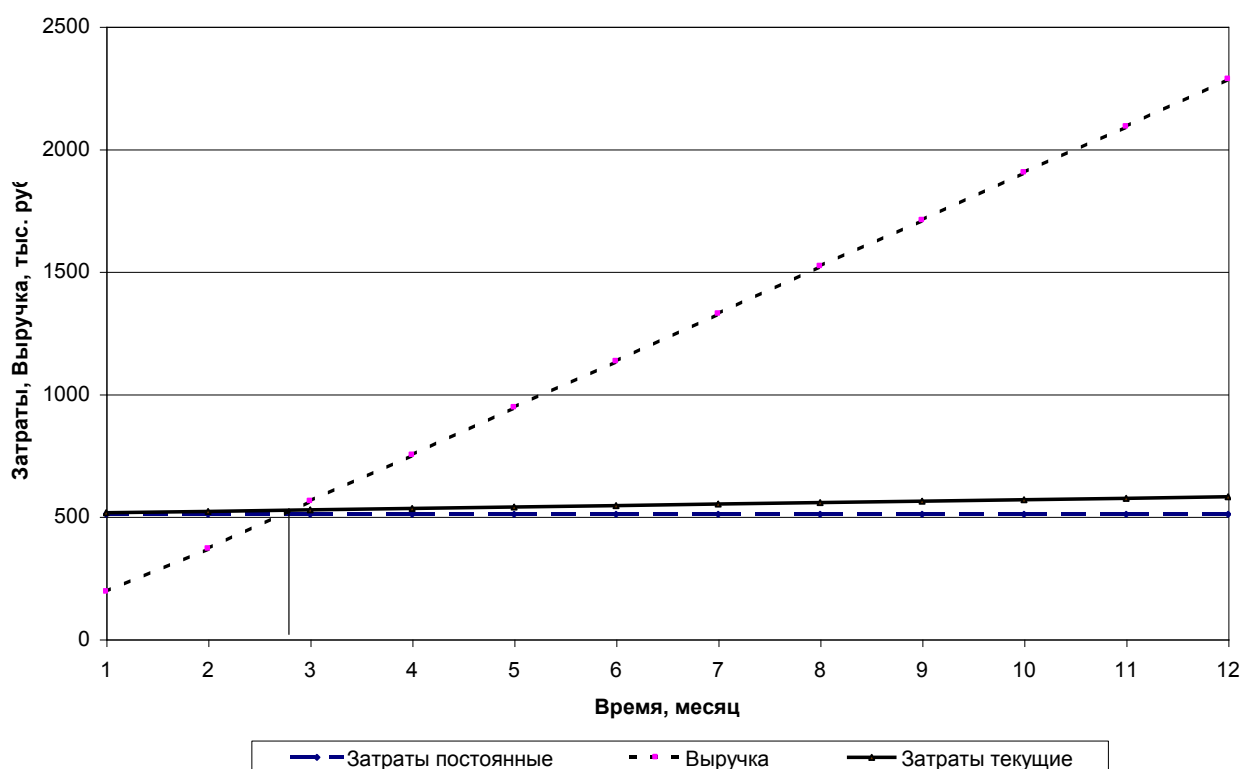


Рисунок 6.5.1 Срок окупаемости.

Таблица 6.5.1 Экономический расчёт эффективности применения гидроструйного насоса

Постоянные затраты	ЭЦН	Гидроструйный насос	+/-
Приобретение дополнительного оборудования (гидроструйного насоса, фонтанной арматуры), руб		160000	160000
Подземный ремонт скважины, руб	280000	350000	70000
Всего постоянные затраты, руб	280000	510000	
Затраты на энергию по подъему жидкости	10725	71175	60450
Потребление элетроэнергии, кВт.ч	10 725	71 175	60450
Расход эл. энергии на 1т нефти, квт.ч/тн	39	39	
Стоимость 1 кВт.ч электроэнергии, руб	1	1	
Выручка			
Наработка, сут	55	365	310
Суточный дебит скважины по нефти, т/сут	5.0	5.0	
Цена 1 тонны нефти, руб	1500	1500	
Всего выручки, руб	412500	2737500	2325000
Налоги			
Налог на добычу, %	16.5	16.5	
Всего отчислений, руб	68062.5	451687.5	383625
Прибыль, руб	53712.5	1704637.5	1650925
Рентабельность	15.0	165.0	

Примечание: Следует учесть, что по причине низкого МРП затраты при эксплуатации ЭЦН и при условии, что в течении года будут производить ремонты по смене ЭЦН увеличатся в 6 раз. (так же при расчёте варианта с ЭЦН не учитывалась стоимость самого ЭЦН)

Результаты расчётов представлены в таблице 6.5.1, из неё видно, что рентабельность в варианте с гидроструйным насосом выше, из этого следует, что эксплуатация скважины гидроструйным насосом экономически эффективнее.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Добываемая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ (автоматизированная газо – замерная установка), где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа. После замера дебита скважины, жидкость по трубопроводу транспортируется на УПН. Для системы поддержания пластового давления на Линейном месторождении пробурены две водозаборные скважины. При помощи УЭЦН вода сеноманского горизонта через блок распределения воды под высоким давлением распределяется по нагнетательным скважинам.

7.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [14].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждая в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ОАО «Томскнефть», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [2]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;

2) ремонтные и строительные – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБА[1]. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение СИЗ для органов слуха, такие как антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

Антифоны-заглушки изготавливают из плексигласа, они представляют собой конусообразный корпус (со сквозным каналом с нарезкой), в который вставляют алюминиевую головку с ленточной резьбой.

Звук, проходя по резьбе головки, поступает в слуховой проход значительно ослабленным.

Антифоны-заглушки монтируются в эбонитовую часть наушника, прикрывающую снаружи не только ушную раковину, но и околоушную область.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

Производственное освещение

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

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

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [16].

Таблица 7.2 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100
в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной	IVв	150

аппаратурой		
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIIIa	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIIIa	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

Вывод: При соблюдении установленных работ по световым нормам перечисленных выше, является допустимо КЛ 2.

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который хранится у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

- 1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)
- 2) Обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)
- 3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75×0,75 м.)

4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

Пожаро - и взрывоопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, диэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [18]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;

- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4A \cdot \text{мин}$;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 7.3).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 7.3.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Основные причины пожаров на производстве:

- Не соблюдение техники безопасности;
- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушения режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы (для вскрытия дверей, окон и других конструкция)
2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой (для разборки и растаскивания горящих конструкций)
3. Вилы, лопаты (штыковые и совковые)
4. Емкости для воды и ящики для песка (для хранения средств тушения)
5. Ведра и ручные насосы (для транспортировки воды)
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания)

Своевременно обнаруженный очаг возгорания позволяет избежать больших потерь имущества, а иногда и жизни людей, причиняемых огнем. Но не менее важной является возможность подачи сигнала тревоги, по которому проводится эвакуация рабочих и служащих с территории, на которой возник пожар.

Для этого в каждом здании устанавливается оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение. Использование оповещателя пожарного позволяет организованно провести мероприятия по эвакуации людей. В зависимости от конструктивного исполнения различают приборы пригодные к установке в помещении или на улице.

Таблица 7.3 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ			ПБ 08-624-03	Границы взрывоопасной зоны
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	ПБ		
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	IIА-Т1 IIА-Т3	1 1		Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-	
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-	
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	IIА-Т3	1 2		Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1

Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 7.4 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

*Примечание:

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;
Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;

- Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;
- Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;
- Зона 5 – частичное разрушение остекления.

Общие требования пожарной безопасности на объектах ОАО «Томскнефть»

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов ОАО «Томскнефть». Курить только в отведенных местах для курения;

4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованям в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

7.2 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях нагаза нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии,

активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);

- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Линейного месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

7.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недро-пользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;

- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и

имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;

- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;

- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента –

собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия. Средство обладает высокой собирающей и удерживающей способностью при начальной толщине пленки до 1 мм. После сбора нефти с поверхности проектом предусматривается рекультивация замазученных земель.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории Линейного нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [13].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.

- 1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»;
- 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»;
- 3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»;
- 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Заключение

1. Проведён анализ результатов исследований по проблемам разработки нефтегазоконденсатных месторождений.
2. Проведён анализ разработки пласта Ю₁³ на восточном участке X месторождения.
3. Проведено моделирование пласта Ю₁³ на участке X месторождения и произведён расчёт прогнозных показателей разработки до 2008 года.
4. Сделан вывод, что наиболее предпочтительнее из рассмотренных вариантов является базовый (с закачкой воды), но для снижения темпов роста обводнённости необходимо уменьшить объём закачиваемой воды.
5. В результате проведённого анализа работы скважин оборудованных погружными насосно – эжекторными системами определено, что применение технологии «Тандем» даёт возможность надёжно эксплуатировать скважины при высоких входных газосодержаниях и в условиях интенсивных солеотложений, так же является эффективным средством для вывода скважин из бездействия в осложнённых условиях и может быть рекомендована для дальнейшего внедрения на X месторождении.

Список использованных источников

1. Амелин И.Д. «Особенности разработки нефтегазовых залежей». М. «Недра», 1978
2. Гавура В.Е. и др. «Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей». М., ВНИНОЭНГ, 1994.
3. Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер – Саркисов Р.М. «Компоненто отдача при разработке газоконденсатных залежей». М., Недра, 1995
4. Гриценко А.И., Тер – Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Подюк В.Г. «Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин». М., Недра, 1997
5. Гриценко А.И., Гриценко И.А. «Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных смесей». М., Недра, 1995
6. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. «Справочное пособие по расчёту фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей». М., Недра, 1984
7. Дроздов А.Н. «Разработка, исследование и результаты промышленного использования погружных насосно – эжекторных систем для добычи нефти». М., 1998
8. Закиров С.Н. «Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений». М., «Струна», 1998.
9. Ибрагимов Л.Х. «Механизм образования солеотложений при добыче нефти и совершенствование методов борьбы с ними». М., 1982
10. Каневская Р.Д. «Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов». М., ИКИ, 2002
11. Кондрат Р.М. «Газоконденсатоотдача пластов». М., Недра, 1992
12. Отчёт по подсчёту запасов нефти и газа X месторождения. Томск, ТомскНИПИнефть, 1996
13. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);

14. План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на объектах Линейного нефтяного месторождения, Томск 2011г.;
15. Пономарёв А.И. «Разработка нефтегазоконденсатных залежей в низкопродуктивных коллекторах». Уфа, 1998
16. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103
17. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;
18. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;
19. Степанова Г.С. «Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений». М., Недра, 1974
20. «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки». М. «Недра», 1983
21. Технологическая схема разработки X месторождения. Уфа., БашНИПИнефть., 1996
22. Телков А.П., Стклянин Ю.И. «Образование конусов воды при добыче нефти и газа».
23. Тер – Саркисов Р.М., Подюк В.Г., Николаев В.А. «Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений». М., Недра, 1998
24. Эфрос Д.А. «Исследование фильтрации неоднородных систем». Гостехиздат, Ленинград, 1963.