

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ и повышение эффективности разработки
месторождения имени Юрия Корчагина

Руководитель _____ доцент, к. т. н. Е.В. Безверхая
подпись, дата

Выпускник _____ Е.Р. Задерей
подпись, дата

Консультант:

Экономическая часть _____ Е.В. Безверхая
подпись, дата

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 __ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Заdereю Евгению Родионовичу

Группа ГБ 13-03

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ и повышение эффективности разработки месторождения им. Ю. Корчагина

Утверждена приказом по университету № 6477/с 22.05.2017 г.

Руководитель ВКР доцент, канд. техн. наук Е.В. Безверхая, каф. РЭНГМ ИНИГ СФУ.

Исходные данные для ВКР: пакет технической, технологической и нормативной информации по нефтегазоконденсатному месторождению им. Ю. Корчагина, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР

- 1 Геология месторождения;
2. Технологическая часть;
3. Специальная часть;
4. Экономическая часть;
5. Безопасность и экологичность.

Перечень графического материала

1. Обзорная схема расположения месторождения им. Ю. Корчагина;
2. Структурная карта по нефтегазоносным горизонтам;
3. Принципиальная схема компоновки ФБСРП в скважине 11;
4. Вариант адаптивного устройства контроля притока;
5. Принципиальная схема интеллектуального заканчивания скважины 13;
6. Зависимость дебита нефти от депрессии по скважине 116;
7. Показатели ГНО по площади месторождения;
8. Зависимость увеличения ГНО от угла падения вскрытых продуктивных отложений и времени эксплуатации скважины;
9. Зависимость расстояния X (точка пересечения поверхности продуктивного пласта с ГНК и со стволом скважины) от угла наклона пласта (на примере скважины 110);
10. Типовой профиль скважины неокомского яруса, расположенной на ЛСП-1;
11. Зависимость потери давления в стволе скважины неокомского яруса расположенной на ЛСП-1 от дебита жидкости с различными диаметрами НКТ;

12. Типовой профиль скважины неокомского яруса расположенной на БК;
13. Зависимость потери давления в стволе скважины неокомского яруса расположенной на БК от дебита жидкости с различными диаметрами НКТ;
14. Типовой профиль скважины волжского яруса;
15. Зависимость потери давления в стволе скважины волжского яруса от дебита жидкости с различными диаметрами НКТ;
16. Зависимость потери давления в стволе типовой скважины от дебита газа эксплуатирующую газовую шапку неокомской залежи;
17. Результаты расчета минимального значения дебита газа для проектных газовых скважин неокомского яруса, обеспечивающего вынос жидкости с забоя.

Руководитель

подпись

Е.В. Безверхая

Задание принял к исполнению

подпись

Е.Р. Задерей

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ и повышение эффективности разработки месторождения им. Ю. Корчагина» содержит 83 страниц, 17 рисунков, 16 таблиц, 31 источник информации.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ, АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ФОНТАНИРОВАНИЯ, РАСЧЕТ ПРИБЫЛИ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА.

В данной квалификационной работе рассматриваются особенности разработки месторождения им. Ю. Корчагина. Приведены данные по геологии и состоянию разработки месторождения. Выполнен анализ проектных документов, выявлены причины несоответствия с фактическими показателями, предложены варианты оптимизации процесса добычи.

В специальной части проведен расчет оптимального диаметра насосно-компрессорных труб. Освещены вопросы по разделам безопасности и экономической эффективности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Геология месторождения.....	9
1.1 Общие сведения о месторождении.....	9
1.2 Природно-климатические условия района месторождения	10
1.3 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	11
1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов	13
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....	13
1.6 Осложняющие факторы разработки месторождения.....	14
2 Технологическая часть.....	15
2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом.....	15
2.2 Контроль и регулирование разработки месторождения	19
2.3 Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.....	22
2.3.1 Анализ эффективности применяемых методов	22
2.3.2 Обоснование применения методов повышения извлечения интенсификации добычи углеводородов.....	25
2.3.3 Программа применения методов на проектный период	26
2.3.4 Опытно-промышленные работы на месторождении.....	26
2.3.5 Конструкция заканчивания для решения задач регулирования приток.....	32
2.4 Анализ выполнения решений предыдущего проектного.....	36
документа	36
2.5 Причины и пути минимизации прорыва газа в добывающие скважины.....	40
2.6 Рекомендации по регулированию разработки	45
3 Специальная часть. Определение условий фонтанирования.....	47
3.1 Выбор оптимального диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ).....	47

3.2 Расчет критического дебита газа для выноса жидкости	55
4 Экономическая часть	59
4.1 Расчет стоимости основных производственных фондов	59
4.1.1 Расчет капиталовложений	59
4.1.2 Затраты на проектную эксплуатацию.....	60
4.1.3 Амортизационные отчисления	62
4.2 Расчет прибыли	64
5 Безопасность и экологичность	66
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	66
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	67
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	69
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	70
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	72
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	76
5.7 Экологичность проекта.....	77
Заключение.....	79
Список сокращений.....	83
Список использованных источников	84

ВВЕДЕНИЕ

Разработка месторождения Юрия Корчагина – это уникальный пилотный проект для Российской Федерации. По данным генерального директора ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть Николая Ляшко, компания комплексно изучила российскую часть Каспийского моря. Была пробурена 21 скважина общей длиной в 52 тыс. м. В результате были выявлены и подготовлены к глубокому бурению 14 перспективных структур с запасами в 810 млн. т. условного топлива. В российской части Каспия было открыто 8 пластовых месторождений углеводородов с суммарными запасами категории C1 + C2 в 1,6 млрд. тонн.

Месторождение Юрия Корчагина является первооткрывателем на российском шельфе Каспия. В ходе разработки появились непредвиденные проблемы, такие как преждевременный прорыв воды, опережающий прорыв газа, не совсем подходящий тип заканчивания скважин, невыполнение плановых показателей. Всё это может привести к не достижению запланированного коэффициента извлечения нефти. Поэтому требует тщательного анализа, выявления причин, а также планированию путей по их ликвидации. Так как компанией ЛУКОЙЛ вводится новое месторождение имени В.Филановского, а после ещё 12 перспективных структур, которым понадобится данный накопленный опыт и в частности поможет избежать вышеуказанных проблем. Тем самым в будущем можно будет добиться максимально эффективной и полной добычи нефти из коллекторов Каспия.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазоконденсатное месторождение им. Ю. Корчагина открыто в 2000 г. В 2010 году месторождение введено в промышленную разработку.

Месторождение им. Ю. Корчагина находится в российском секторе акватории Каспийского моря. Расстояние до ближайшего берега (дельта р. Волга) составляет около 120 км. Ближайшие морские порты располагаются в г. Астрахани (175 км) и г. Махачкала (250 км). Железнодорожные станции - в г. Астрахань, Махачкала, Кизляр и Дербент. Обзорная схема расположения месторождения им. Ю. Корчагина представлена на рисунке 1.1.

Месторождение им. Ю. Корчагина находится в центральной части Северного Каспия на лицензионном участке «Северный», лицензия ШКС 11386 НР от 22.01.2003 г. выдана на срок до 01.04.2023 г. Побережье в районе месторождения на севере граничит с территорией Астраханской области, на востоке - с территорией Казахстана, западная часть – с Калмыкией, юго-западная – с Дагестаном.

Регион имеет хорошо развитую промышленную и транспортную инфраструктуру. Вдоль побережья Каспийского моря проходят железная и автомобильная дороги, система магистральных нефте- и газопроводов с КС и НПС. Топливо-энергетическая промышленность представлена тепловыми электростанциями, добычей природного газа и нефти. Имеется судостроительная, судоремонтная, машиностроительная, химическая и другие отрасли промышленности.

На сегодняшний день на Каспийском море функционируют три основных порта – Астрахань, порт Оля и Махачкала (Дагестан). Морской торговый порт Оля является наиболее перспективным российским портом на Каспии. Через него осуществляются перевозки грузов по морскому торговому каналу (МТК) "Север-Юг" (соединяющего страны Северной Европы, Россию, Иран и Индию),

курсируют паромы на линиях Оля - Ноушахр и Анзали (Иран), Оля – Туркменбаши (Туркменистан).

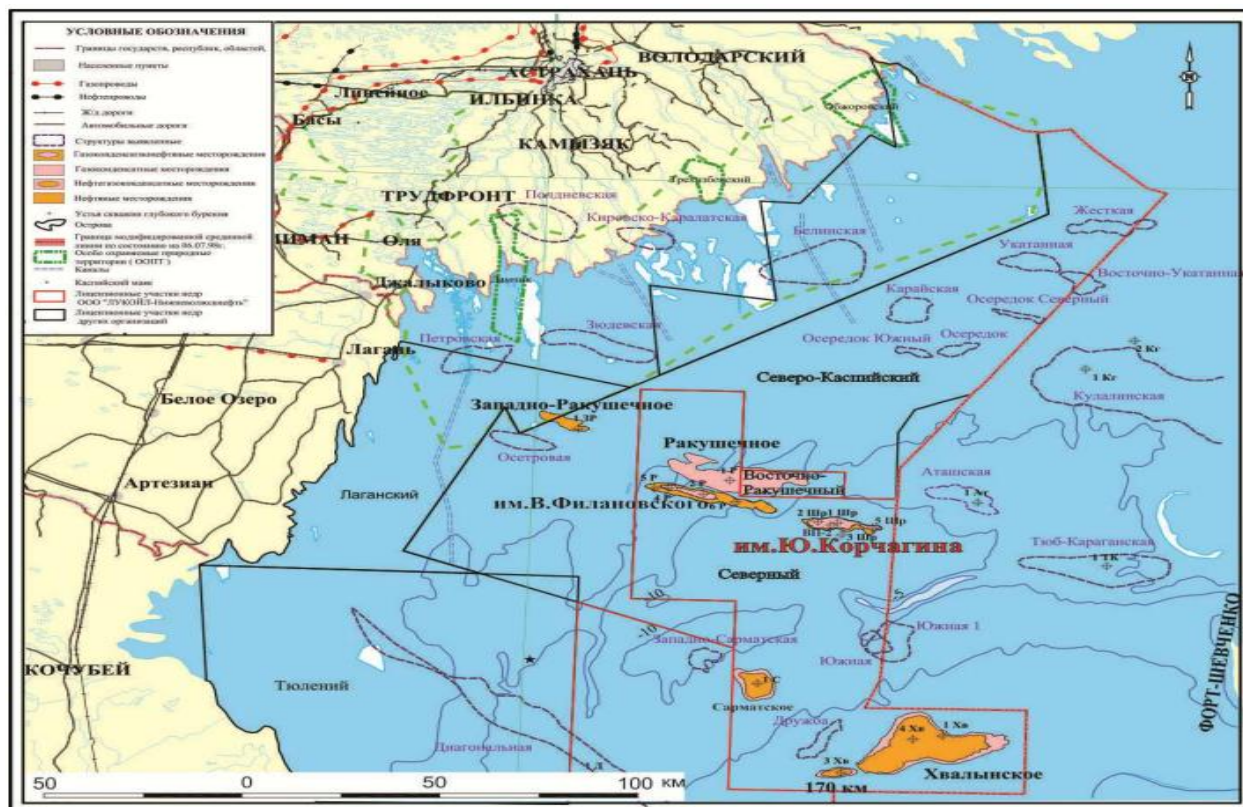


Рисунок 1.1 – Обзорная схема расположения месторождения им. Ю. Корчагина

Ближайшими месторождениями на суше, запасы УВ которых утверждены в ГКЗ РФ, являются Астраханское, Олейниковское, Промысловское, Каспийское, Тенгутинское. На море ближайшие месторождения - им. Филадельфийского, Ракушечное, Хвалынское, им. Ю.С.Кувыкина, а также в российской части акватории находится месторождение Инчхе-море с незначительными запасами.

1.2 Природно-климатические условия района месторождения

Район месторождения им. Ю. Корчагина относится к зоне континентального климата. Среднегодовая температура равна 10°C, абсолютный минимум наблюдается в январе, феврале (-30°C), абсолютный максимум - в июле, августе (36°C). Минимальные значения температуры воды отмечаются в январе-марте, а максимальные – в июле-августе, средняя температура воды на

поверхности моря составляет 12.7°C, максимальная 29.9°C, минимальная 0.6°C. Устойчивое ледообразование наступает к началу января месяца. Средняя продолжительность ледового периода – 100 дней.

В районе месторождения в целом за год преобладают ветры юго-восточного направления. Нагонными являются ветры восточного и юго-восточного направлений. Западный ветер и ветры северных румбов – сгонные. Штили наблюдаются редко. Скорость ветра над морем в среднем составляет 10 м/с. За год выпадает осадков в среднем 156 мм, из них за теплый период 50-100 мм, за холодный – 30-70 мм. Минимум осадков приходится на февраль-март (до 10 мм), максимум на июнь-июль (до 22 мм). Осадки в основном выпадают в виде дождя. Годовое количество дней с туманом 123, из них 108 дней приходится на зимний период с ноября по март. Максимальное количество солнечных дней - 107. Величина прилива-отлива не превышает ± 4-7 см. Подъем воды начинается в конце апреля – начале мая. Спад воды заканчивается в конце июля. Высоких волн на исследуемой акватории нет.

1.3 Геолого-физическая характеристика месторождения

Всего на месторождении выявлено шесть залежей: одна газовая (палеоген), три газоконденсатных (альб, апт и келловей) и две нефтегазоконденсатные (неокомский надъярус и волжский ярус).

Основными эксплуатационными объектами являются нефтегазоконденсатные (НГК) залежи неокомского надъяруса (К1пс) и волжского яруса (J_{3v}), которые представлены на рисунке 1.2. Залежь неокомского надъяруса пластовая сводовая. Ее размеры 20,4x4,8 км, в том числе газовой шапки - 19,1x4,2 км. Высота этажа нефтеносности равна 19,9 м, газоносности - 101,7 м. Залежь приурочена к терригенной толще, условно разделенной на три пласта-коллектора. Пласт I сложен преимущественно песчаниками, пласты II, III -алевролитами. Коэффициент песчаности составляет 0,75, расчлененность - 12. Проницаемость пластов-коллекторов по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин в среднем

равна $0,128 \text{ мкм}^2$, газонефтяной контакт находится на глубине $1517,2 \text{ м}$, водонефтяной контакт находится $1537,1 \text{ м}$.

Залежь волжского яруса неполнопластовая сводовая. Ее размеры $5,7 \times 2,3 \text{ км}$, в том числе газовой шапки $3,2 \times 1,7 \text{ км}$, высота этажа нефтеносности равна $19,9 \text{ м}$, газоносности $-17,2 \text{ м}$. Залежь приурочена к карбонатным отложениям. В кровле пласты представлены каверново-поровыми и неравномерно-поровыми доломитами и известняками, обладающими хорошими коллекторскими свойствами. В подошве волжского яруса залегают плотные доломитизированные известняки. Коэффициент эффективной толщины равен $0,92$, расчлененность - 2 . Проницаемость пластов-коллекторов по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин в среднем составляет $0,013 \text{ мкм}^2$, газонефтяной контакт находится на глубине $1517,2 \text{ м}$, водонефтяной контакт находится $1537,1 \text{ м}$.

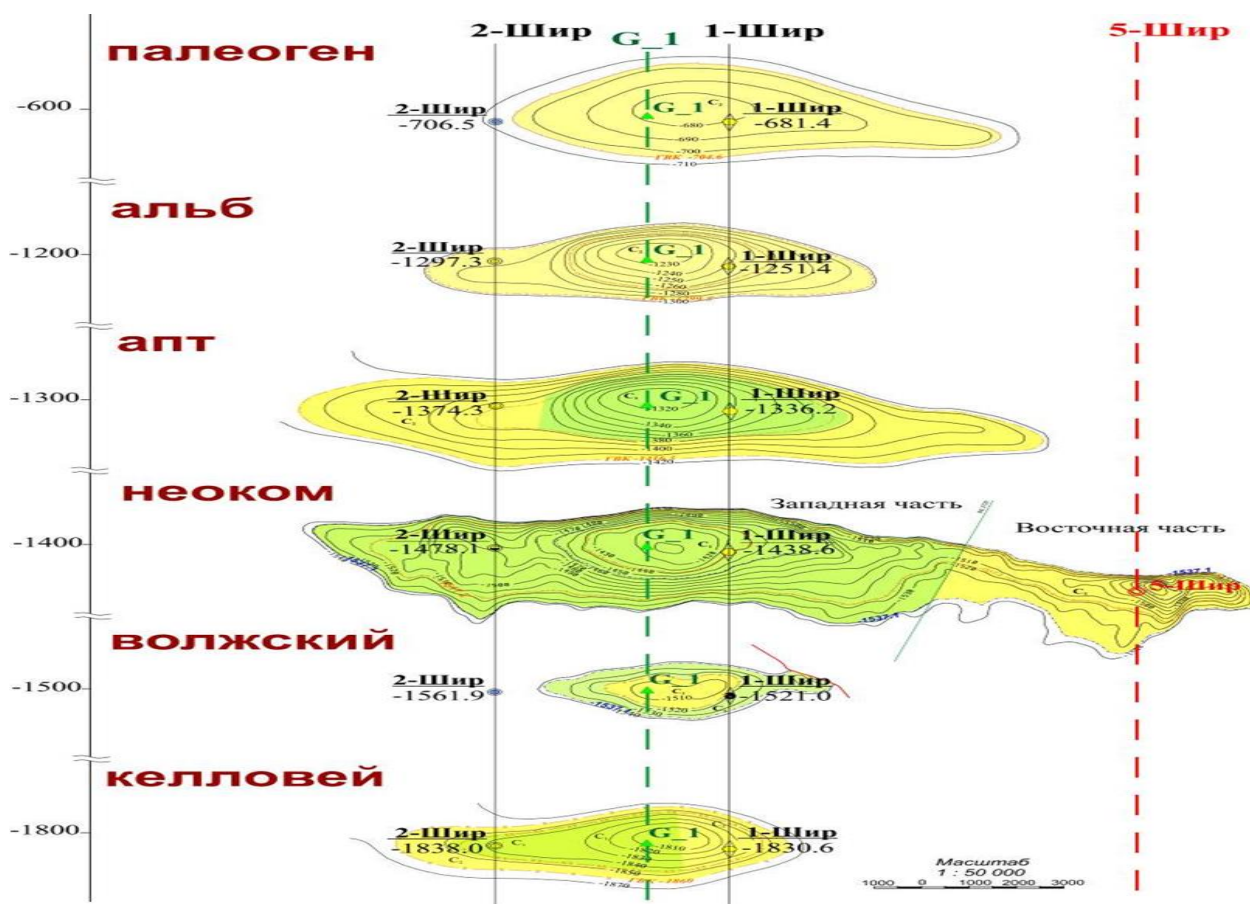


Рисунок 1.2 – Структурная карта по нефтегазоносным горизонтам

1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Нефти неокомского надъяруса и волжского яруса в пластовых условиях легкие (плотность 807-810 кг/м³), маловязкие (0,52-0,46 мПа·с), с газосодержанием 107,8-118 м³/т. Давление насыщения нефти газом равно начальному пластовому на газонефтяном контакте (ГНК) и составляет 16,5-16,6 МПа. Массовое содержание смол в нефти равно 2,7%, асфальтенов 0,1 %, парафинов 9%, солей 10%, механических примесей 0,05%. Температура плавления парафина равна 54 °С. Объёмный выход фракций до 100 °С равен 6%, до 200 °С – 28%, до 300 °С – 52%, до 350 °С – 66%.

Газ неокомского надъяруса и волжского яруса имеет следующие свойства: коэффициент сжимаемости (z) – 0,89, объёмный коэффициент – 0,00633, плотность в условиях пласта – 115,9 кг/м³, вязкость в условиях пласта – 0,013 мПа·с, теплоемкость – 60,5 Дж/°С, молекулярная масса – 19,3 г/моль. Пластовый газ состоит из: двуокиси углерода 0,32%, азота 1,46%, метана 89,14%, этана 4,66%, пропана 1,73%, изобутана 0,25%, н-бутана 0,57%, изопентана 0,20%, н-пентана 0,27%, изогексана 0,15%, н-гексана 0,22%, оставшиеся компоненты (от C₇ и более) – 1,03%.

Газовый конденсат неокомского надъяруса и волжского яруса имеет следующие свойства: плотность (стандартные условия) – 722 кг/м³, вязкость (стандартные условия) – 0,54 мПа·с, молекулярная масса – 108 г/моль. Пластовый газовый конденсат состоит из: двуокиси углерода 0,11%, азота 0,08%, метана 14,83%, этана 4,24%, пропана 4,63%, изобутана 1,68%, н-бутана 5,2%, изопентана 3,29%, н-пентана 5,51%, изогексана 3,99%, н-гексана 7,38%, оставшиеся компоненты (от C₇ и более) – 49,06%.

1.5 Запасы нефти, газа, КИН

Запасы по категориям 3Р (доказанные, вероятные и возможные) оцениваются в 570 млн баррелей нефтяного эквивалента. Извлекаемые запасы оцениваются в 28,8 млн тонн нефти и 63,3 млрд куб. м газа. Максимальный уровень добычи нефти и газового конденсата составляет 2,3 млн. тонн в год и 1,2 млрд. куб. м газа в год. Разработка месторождения в соответствии с проектным

вариантом позволит достигнуть конечный коэффициент извлечения нефти (КИН), равный 30 %.

1.6 Осложняющие факторы разработки месторождения

Главная и очевидная проблема разработки месторождения им. Ю. Корчагина - прорывы газа из газовой шапки в добывающие скважины. Этому способствуют высокая по сравнению с нефтью подвижность газа и большой запас потенциальной энергии.

Расположение месторождения им. Ю. Корчагина на шельфе является дополнительным осложняющим фактором его освоения. Разработка и эксплуатация шельфовых месторождений намного сложнее и затратнее, чем месторождений суши. Добываемую жидкость, как правило, приходится обрабатывать на платформе. Экологические требования при этом существенно жестче, чем на суше. Все это вносит значительные затраты в разработку.

Кроме того, месторождение им. Ю. Корчагина расположено в регионе с неустановившимся сейсмическим режимом. На него оказывают воздействие: с юго-запада – Махачкалинская, а с юго-востока – Мангышлакская сейсмоактивные зоны, где сила землетрясений достигает 6-8 баллов, а в эпицентре – свыше 9 баллов по шкале MSK-64. По данным Объединенного института физики Земли РАН, сейсмическая опасность района работ составляет 4-5 баллов. Интенсивность сейсмической активности снижается с юго-запада на северо-восток. Фоновая сейсмичность по шкале MSK-64 один раз в 100, 500 и 1000 лет составляет 4, 5 и 6 баллов соответственно.

2 Технологическая часть

2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

На месторождении им. Ю. Корчагина на основании утвержденного проектного документа ведется разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомского надъяруса и волжского яруса. Месторождение им. Ю. Корчагина введено в разработку в апреле 2010г. Первой введена в разработку залежь волжского яруса. В апреле-июне 2010г. проводились пуско-наладочные работы технологического комплекса подготовки нефти, с июля 2010г. ведется полномасштабная добыча УВ.

Залежь неокомского надъяруса введена в разработку в июне 2011г. Разработка месторождения осуществляется скважинами с горизонтальным завершением ствола. Скважины волжского яруса оборудованы перфорированными трубами, а скважины неокомского надъяруса – песочными фильтрами. Сведения о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда на 01.01.2017г. приводятся в таблицах 2.1, 2.2.

Как видно из приведенных таблиц 2.1, 2.2 разбуривание месторождения еще не завершено и ведется близко к утвержденному варианту. Согласно ему, в целях минимизации геологических рисков, связанных с проводкой горизонтальных скважин в условиях большой геологической неопределенности залежи неокомского надъяруса, предусмотрено равномерное радиальное размещение по площади добывающих скважин с длиной горизонтального ствола до 6,5 км вблизи ВНК, параллельно его поверхности.

Таблица 2.1 – Состояние реализации проектного фонда скважин месторождения им. Ю. Корчагина на 01.01.2017 г.

№ п/п	Категория фонда	Неоком	Волжский	Место-рождение
1	Утвержденный проектный фонд, всего	31	6	37
	в том числе:			
	- добывающие	29	4	33
	- нагнетательные	2	2	4
	- газовые	-	-	-
	- контрольные	-	-	-
	- водозаборные	-	-	-
2	Фонд скважин на 01.01.17 г., всего	9	4	13
	в том числе:			
	- добывающие	7	3	10
	- нагнетательные	2	1	3
	- газовые	-	-	-
	- контрольные	-	-	-
	- водозаборные	-	-	-
3	Фонд скважин для бурения на 01.01.17 г., Всего	11	5	16
	в том числе:			
	- добывающие	9	4	13
	- нагнетательные	2	2	4
	- газовые	-	-	-
	- контрольные	-	-	-

Таблица 2.2 – Характеристика фонда скважин месторождения им. Ю. Корчагина на 01.01.2017г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	10
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	10
	В том числе:	
	Действующие	10
	из них: фонтанные	10
	ЭЦН	-
	ШГН	-
	газлифт	-
	- бескомпрессорный	-
	- внутрискважинный	-
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Переведены под закачку	-
	Переведены на др.горизонты	-
Переведены в контрольные	-	
Ликвидированные	-	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	3
	Возвращено с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	-
	Всего	3
	В том числе:	
	Под закачкой	3
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	В отработке на нефть	-
	Переведены на др.горизонты	-
Ликвидированные	-	
Фонд газовых скважин	Пробурено	-
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	-
	В том числе:	
	Действующие	-
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Переведены на др.горизонты	-
Ликвидированные	-	

При этом, как и предусмотрено проектным документом, траектория каждой последующей скважины уточняется не только по результатам пробуренных, но и непосредственно в процессе бурения - в режиме реального времени с использованием геонавигационного оборудования. Это обеспечивает своевременный контроль за изменением структурных характеристик и формационного состава целевых объектов. Полученная информация используется для обновления геологической и геомеханической модели для более эффективного планирования траекторий последующих скважин.

Общий фонд пробуренных на месторождении скважин составляет 17, из которых 10 находятся в добывающем фонде, одна водонагнетательная, две газонагнетательные и четыре поисково-оценочные скважины (1, 2, 3, 5-Широтные). Все добывающие скважины эксплуатируются фонтанным способом. Поисково-оценочные скважины ликвидированы согласно требованиям техники безопасности эксплуатации на море.

По эксплуатационным объектам скважины распределены следующим образом:

- на залежи волжского яруса – три добывающие (скважины 11, 12, 14) и одна водонагнетательная (ВП-2);

- на залежи неокома – семь добывающих (скважины 104, 107, 109, 110, 113, 114, 116) и две газонагнетательные (скважины G-1, G-1bis).

В отличие от проектного документа, в котором для обратной закачки газа предусмотрено бурение одной газонагнетательной скважины на газовую шапку неокома, по факту пробурены две газонагнетательные скважины. Необходимость второй скважины (пробурена в апреле 2012г.) связана с увеличением объемов газа под обратную закачку из-за более интенсивного прорыва газа в добывающие скважины, чем ожидалось и тем, что давление на устье скважины G-1 достигло максимально допустимого (16 МПа).

Так, по состоянию на 01.01.2017г. проектный суммарный отбор газа (растворенного и прорывного) должен был составлять 451 млн.м³, фактически отобрано 1 408 млн.м³ газа, в том числе 134 млн.м³ растворенного и 1 274 млн.м³

прорывного газа. Накопленный объем газа, закачанный в газовую шапку неокома, составляет 1 240.8 млн.м³.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа свидетельствуют о том, что между залежами неокомского надъяруса и волжского яруса существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к крышке между ними. Сначала математическое моделирование, а затем и результаты трассерных исследований, подтвердили это. Так, присутствие трассеров, закачанных с водой в скважину ВП-2 (волжский) и с газом в скважину G-1 (неоком), зафиксировано в продукции добывающих скважин 11, 12, 14, 110, 113, 107, 104.

Для закачки добываемой пластовой воды в водоносную зону на залежи волжского яруса в августе 2010г. введена в эксплуатацию водонагнетательная скважина ВП-2. Накопленный объем закачанной в волжский ярус воды составляет 245.7 тыс.м³, в т.ч. 10.196 тыс.м³ воды, отобранной из водоносного пласта залежи неокома месторождения им. В. Филановского.

В целом по месторождению за весь период эксплуатации отобрано 1 186.2 тыс.т нефти, 1 425.1 тыс.т жидкости и 1 408.1 млн.м³ газа, в том числе растворенного 133.8 млн.м³, прорывного 1 274.3 млн.м³. На конец 2012 года (декабрь) газовый фактор составляет 950 м³/т, обводненность продукции 13.7% при среднегодовых значениях 1 105 м³/т и 17.9 %. Снижение этих показателей обусловлено вводом новых скважин.

Начальные извлекаемые запасы нефти 28 669 тыс.т. выработаны на 4.1%. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0.014. Запасы газа газовых шапок залежей неокома и волжского, составляющие 32.4 млрд м³, выработаны на 4.2%. На месторождении осуществляется постоянный мониторинг разработки, выполняется программа исследовательских работ.

2.2 Контроль и регулирование разработки месторождения

Контроль за разработкой должен предусматривать следующий комплекс исследований:

1) регулярные замеры забойного и устьевого давлений по всему фонду эксплуатационных скважин;

2) систематические замеры дебитов, обводненности, газового фактора по скважинам;

3) проведение комплекса промыслово-геофизических исследований по:

– определению профиля притока и приемистости;

– выявлению источников и интервалов загазования и обводнения;

– изучению технического состояния скважины;

4) проведение комплекса гидродинамических исследований за:

– энергетическими свойствами пласта (устьевое, забойное и пластовое давления, депрессия, продуктивность);

– фильтрационными свойствами пласта (гидропроводность дальней и ближней зоны, проницаемость дальней и ближней зоны, скин-фактор);

5) проведение комплекса геохимических исследований по исследованию глубинных и поверхностных проб флюидов.

В настоящее время на месторождении по всем добывающим скважинам регулярно ведутся замеры дебитов, обводненности добываемой продукции скважин, газового фактора. Замеры добываемой продукции производятся с помощью трехфазных расходомеров компании Emerson и PhaseWatcher компании Шлюмберже.

Во всех добывающих скважинах непрерывно осуществляются замеры забойного и устьевого давлений. Причем, для замеров забойного давления каждая добывающая скважины оборудована забойным датчиком.

Контроль за разработкой геофизическими методами предусматривает проведение в добывающих скважинах:

- дебитометрии - получения профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам;

- термометрии - для выделения работающих пластов, определения нефтегазо- водопритоков, выявления обводненных или загазованных пластов;

- влагометрии - для определения состава флюидов в стволе скважины, при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) в продукции скважин;

- резистивиметрии - для оценки состава флюидов в стволе скважины, выявления интервалов притока воды, оценки минерализации воды на забое;

- плотнометрии - для определения состава жидкости в стволе скважины, выявления интервалов и источников обводнения, установления интервалов притока в скважину нефти, газа, воды в комплексе с методами расходомерии и термометрии при оценке эксплуатационных характеристик пласта.

Для проведения данных исследований в настоящее время различными отечественными и зарубежными Компаниями предлагаются комплекты малогабаритных приборов для промыслово-геофизических исследований (ПГИ) горизонтальных скважин.

На месторождении им. Ю. Корчагина уже проведены и запланированы к проведению в дальнейшем ПГИ при помощи прибора компании Шлюмберже FSI (FloScan Imager) с тяговой системой MaxTRAC. Система формирования изображений FloScan позволяет определять фазовое содержание компонентов трехфазного потока в поперечном сечении и профиль скоростей в режиме реального времени. По двум скважинам (скв.11, 14) удалось построить полные профили притоков по данным многофазного расходомера (FlowScanner), по двум другим скважинам (скв.14, 110) сделаны интегральные оценки фазовых дебитов.

На основе последних достижений в области волоконно-оптических датчиков компанией Sensa, являющейся подразделением компании Schlumberger, созданы инновационные распределенные системы контроля температуры (DTS). Использование системы DTS совместно со скважинными фонтанными задвижками обеспечивает контроль и регулирование дебита в режиме реального времени, что соответственно позволяет принимать своевременные решения по оптимизации характеристик скважины. Установки DTS особенно рекомендуются к использованию в системах интеллектуального заканчивания скважин (RMC), поскольку они являются единственными

системами контроля продуктивных пластов, позволяющими получать исчерпывающую информацию под пакером.

На месторождении им. Ю. Корчагина в 113 ведется ежемесячный мониторинг данных термометрии оптоволоконна (DTS), который позволяет судить об интервалах интенсивного притока газа.

Для улучшения контроля над технологическими параметрами работы скважин рекомендуется расширять использование оптоволоконных измерительных систем. К преимуществам использования измерительных оптико-волоконных систем следует отнести условие размещения всей электронной аппаратуры на устье скважины, что облегчает ее модернизацию и техническое обслуживание. Указанная система включает датчики для измерения давления, температуры и ее распределения, расходомеры, которые позволяют в режиме реального времени осуществлять контроль технологического режима работы скважин, идентифицировать отклонения в добыче нефти и измерять содержание воды в пластовой жидкости. Кроме того, измерительные оптоволоконные системы позволяют вести независимый мониторинг каждого продуктивного интервала и являются надежным средством телеметрии в условиях высокодебитных скважин, высокой температуры и давления.

Такие системы мониторинга успешно применяются на месторождениях Северного моря. В качестве примера может служить комплексная телесистема Weatherford для интеллектуальных скважин, выполняющая различные виды измерений - термобарические, расхода многофазных потоков, распределенную термометрию и многостанционное сейсмопрофилирование на одножильном оптическом кабеле.

2.3 Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов

2.3.1 Анализ эффективности применяемых методов

Месторождение введено в промышленную разработку в апреле 2010 г. Инфраструктура месторождения состоит из следующих объектов: ледостойкая стационарная платформа (ЛСП-1) с буровым комплексом, грузоподъемностью

560 тонн для бурения скважин глубиной до 7400 м; ледостойкая стационарная платформа (ЛСП-2) для размещения персонала с количеством мест в жилом блоке – 105; подводный трубопровод с длиной 58 км, диаметром 300 мм, толщиной стенок 16 мм; плавучее нефтехранилище с дедейт 28000 тонн, которое установлено вне ледовой зоны Каспия. В разработке находятся две нефтегазоконденсатные залежи: с апреля 2010 г. - залежь волжского яруса, с июня 2011 г. – залежь неокомского надъяруса.

Учитывая сравнительно небольшие глубины их залегания и наличие газовых шапок на обеих залежах, их разработка осуществляется при опережающей выработке нефтяных оторочек на смешанном режиме – за счет энергии расширяющейся газовой шапки и упруговодонапорного.

Из 10 добывающих скважин на залежь неокома пробурено 7 ГС (скв.104, 107, 109, 110, 113, 114, 116) и на залежи волжского - 3 ГС (скв.11, 12, 14). Суммарная добыча нефти из новых скважин за этот период составляет 728 тыс. т. Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения на месторождении им. Ю. Корчагина представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения на месторождении им. Ю.Корчагина

Виды ГТМ	Год разработки											Итого за прогнозный период	всего	Прирост КИН, доли ед.
	Период до составления проекта	Прогнозный период по проекту												
	факт	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	2028-2032	2033-2037	2038-2042			
1. Бурение новых горизонтальных скважин														
а) число пробуренных скважин	10	4	4	4	3	2	4	-	-	-	-	-	-	-
б) доп. добыча нефти, тыс.т	728	622	663	313	116	227	143	-	-	-	-	2084	2812	0,033
2. Закачка газа в газовую шапку неокома														
б) доп. добыча нефти, тыс.т	-	-	-	-	-	-	70	283	244	199	76	830	830	0,010
Всего дополнительно добыто нефти, тыс.т	728	622	663	313	116	227	213	283	244	199	76	2956	3684	0,043

2.3.2 Обоснование применения методов повышения извлечения интенсификации добычи углеводородов

Обширные нефтегазовая и водонефтяная зоны на залежах месторождения им. Ю. Корчагина являются ограничивающими факторами для применения ряда способов воздействия на пласт и призабойную зону, увеличивающих риски прорывов воды и газа к забоям скважин. Так, например, неприемлемыми являются гидроразрывы пластов, ведущие к возможному образованию вертикальных трещин и преждевременному загазованию или обводнению продукции скважин.

В условиях разработки месторождения им. Ю. Корчагина одной из основных проблем является достижение равномерного профиля в горизонтальном стволе скважин, а также ограничение и изоляция прорывов газа и воды. В настоящее время все забои добывающих скважин, пробуренных на основной эксплуатационный объект - залежь неокома, оборудованы системой ResFlow. Она представляет собой пассивное интеллектуальное заканчивание, предусматривающее установку нескольких песчаных фильтров по длине горизонтального ствола, подобранных исходя из коллекторских свойств пласта в каждом интервале ствола скважины. В данном случае регулирование притока является пассивным, так как не позволяет в процессе разработки перекрывать интервалы поступления газа и воды.

Поэтому рекомендуется провести опытные работы по испытанию «интеллектуального» оборудования, состоящего из регулируемых секционных фильтров, позволяющих разделить горизонтальный участок на несколько интервалов, и при необходимости (загазование, обводнение) проводить их селективное отключение. Выделение этих интервалов и определение их количества в горизонтальных стволах скважин необходимо осуществлять с учетом геологического строения в зависимости от коллекторских свойств, вскрываемых зон.

2.3.3 Программа применения методов на проектный период

На проектный период в целях обеспечения плановых уровней добычи нефти в целом по месторождению запланировано бурение добывающих горизонтальных скважин в следующем количестве:

- в 2014 г. – 4 ГС на залежь неокома (скв.115, 111, 108, 118);
- в 2015 г. – 4 скважины, из них 3 ГС на залежь неокома (скв.112, 106, 103) и 1 РГС – на залежь волжского (скв.15 - двухзабойная);
- в 2016 г. – 3 ГС, из них 2 ГС – на залежь неокома (скв.119, 120) и 1 ГС – на залежь волжского (скв.16);
- в 2017 г. – 2 ГС на залежь неокома (скв.311, 312);
- в 2018 г. – 2 ГС на залежь неокома (скв.313, 314);
- в 2019 г. – 2 ГС на залежь неокома (скв.315, 316).

Бурение горизонтальных скважин в период с 2013 по 2019 гг. должно обеспечить суммарную добычу из новых скважин на уровне 2084 тыс. т (таблица 2.3).

В рекомендуемом варианте разработки месторождения с 2021 г. в целях поддержания пластового давления (ППД) запланирована обратная закачка попутно добываемого газа в ГШ неокома через три газонагнетательные скважины в полном объеме (за минусом газа на собственные нужды). За счет этого обеспечивается прирост в добыче нефти в объеме 830 тыс. т (таблица 2.3).

2.3.4 Опытно-промышленные работы на месторождении

В результате бурения на месторождении скважин была получена новая геолого-промысловая информация, которая уточнила геологическое строение месторождения.

Геологические условия для проводки скважин оказались более сложными, чем ожидалось. Основным осложняющим фактором в условиях разработки залежей волжского и неокома является интенсивный прорыв газа к забоям добывающих скважин. Источником прорыва является газ из газовой шапки неокома.

Это обусловлено тем, что по данным ГИС, исследований керна и шлама между залежами неокома и волжского существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к покрышке между ними. Это подтверждается результатами трассерных исследований.

Поэтому на месторождении в целях изоляции притока газа рекомендуется проведение опытно-промышленных работ по применению пенных систем или технических устройств типа АСРП (адаптированные системы регулирования притока).

Следует обратить внимание на тот факт, что, несмотря на известность этой технологии, и ее эффективность для борьбы с притоками газа, в России практически отсутствует история подобных проектов. Поэтому основным источником данных для подготовки указанной рекомендации стал проект на месторождении Усеберг (Øseberg, Норвегия), реализованный в 2003 г. Кроме того, использовались данные по проекту месторождения Снорре (Snorre, Норвегия), где закачка пен осуществлялась в 2001 г.

Однако в этом проекте закачка пены выполнялась не для отсечения интервалов поступления газа, а для выравнивания профиля вытеснения при водогазовом воздействии, поэтому данные по Снорре могут использоваться в ограниченном объеме.

В процессе разработки и согласования технического задания на выполнение указанных работ, возник ряд вопросов и определены риски:

- возможное бактериальное заражение пласта под влиянием неподготовленной морской воды;
- отрицательное влияние на технологический процесс добычи и получение некондиционной нефти;
- потеря физических свойств и замерзание реагента (ПАВа) под воздействием отрицательных температур окружающей среды.

Для решения возникших вопросов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в рамках сопровождения ОПР, подготовлена программа проведения ОПР по испытанию пенных систем для ограничения притока газа.

В соответствии с этой программой, будут получены ответы на вопросы по минимизации перечисленных рисков, при исключении которых рекомендуется провести пробную ОПЗ скважины 12. По результатам пробной обработки рекомендуется провести ОПР на трёх дополнительных скважинах.

Целесообразность дальнейших ОПЗ будет определяться по результатам работ в рамках авторского надзора, либо при формировании очередного проектного документа.

В рамках Программы опытно-промышленных работ в 2012 г. проводились приемочные испытания системы пассивного регулирования притока нового поколения - ФБСРП (фильтр беспроводный с системой регулирования притока) с ограничителем расхода газа, разработанной ООО «ВАРМХОЛМС». Данное устройство создает гидравлическое сопротивление газовой фазе на заданном уровне, при этом скорость притока жидкой фазы остается практически неизменной, что позволяет снизить расход газа в скважине. По итогам испытаний устройства в 2012 г. на Котовском месторождении ОАО «РИТЭК» в режиме работы на небольших депрессиях (способ эксплуатации ШГН) удалось снизить газовый фактор в 10 раз, а в режиме работы при повышенной рабочей депрессии на пласт (способ эксплуатации ЭЦН) газовый фактор снизился в 2.2 раза.

Для решения задачи ограничения притока прорывного газа в добывающей скважине 11 волжского яруса будет проводиться вторая фаза испытаний оборудования.

По результатам моделирования и расчетов прогнозируется снижение газового фактора по скважине в 2–2.5 раза. На рисунке 2.1 представлена принципиальная схема компоновки ФБСРП в скважине 11.

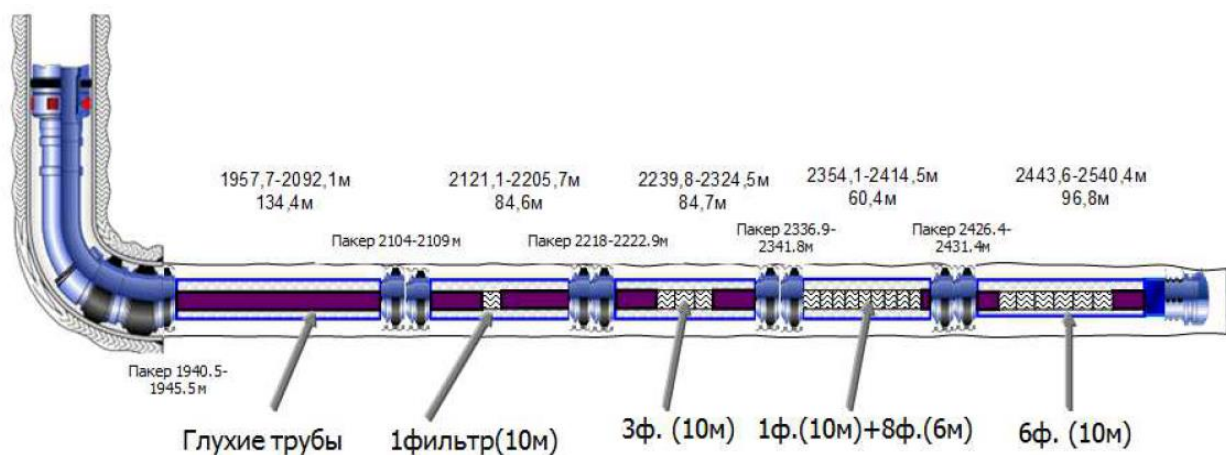


Рисунок 2.1 - Принципиальная схема компоновки ФБСРП в скважине 11

По заказу недропользователя в настоящий момент ООО «ВАРМХОЛМС» разрабатываются адаптивные устройства регулирования притока (АСРП) - устройства, способные подстраиваться под изменяющиеся со временем характеристики притока жидкой и/или газообразной фазы.

Наиболее простой вариант адаптивной системы регулирования притока показан на рисунке 2.2. Она состоит из набора дроссельных колец с определенными гидравлическими характеристиками и клапанов с фиксированным положением затвора (открыто или закрыто). Клапаны изготавливаются под необходимые характеристики АСРП. Это достигается за счет проходного сечения седла клапана и жесткости пластины затвора, что обеспечивает нужный перепад давления срабатывания клапана на его открытие или закрытие для заданного расхода потока.

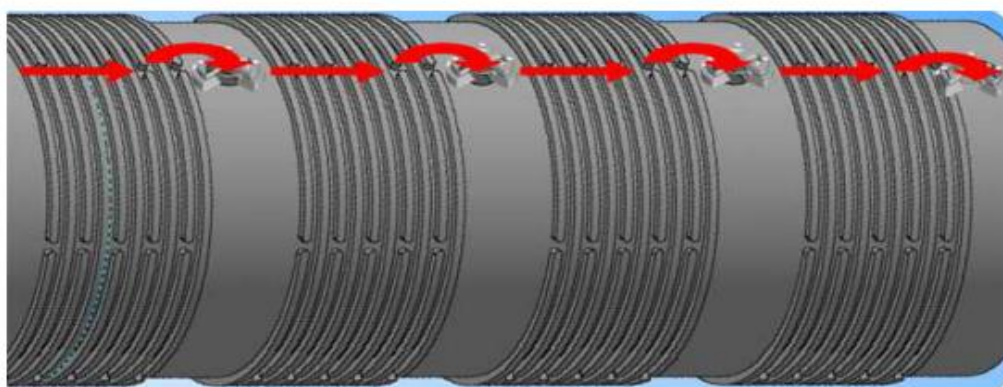


Рисунок. 2.2 - Вариант адаптивного устройства контроля притока

Работа адаптивного устройства контроля притока происходит следующим образом. При спуске все клапаны открыты. Поток жидкости и/или газа проходит через дроссельное кольцо и открытый клапан и попадает в НКТ. При превышении определенного (заданного) значения расхода на клапане, клапан закрывается. При этом, изменяется тракт течения и поток направляется в следующее дроссельное кольцо. Гидравлическое сопротивление системы возрастает и расход жидкости снижается. Если расход опять превосходит необходимую величину, то закроется последующий клапан и т.д. Такая система является наиболее простой в изготовлении, но имеет ограниченное число настроек гидравлических характеристик.

Одним из важнейших преимуществ адаптивной системы является гарантированное нахождение системы в известном положении. Открытие всех клапанов можно обеспечить повышением давления в стволе скважины. После чего происходит перенастройка всей системы заканчивания под изменившиеся условия добычи. Также возможно закрытие любой зоны скважины путем селективного повышения депрессии при впрыске азота через ГНКТ (гибкие насосно-компрессорные трубы) или НКТ (насосно-компрессорные трубы). При этом исключается самопроизвольное открытие (закрытие) системы без подачи внешнего давления раскрытия. Возможен также спуск частично закрытого оборудования заканчивания с последующим открытием для селективной выработки запасов, освоения протяженных скважин и многое другое.

Предложенная адаптивная система контроля притока может использоваться для решения следующих задач:

- выравнивания профиля притока в горизонтальных скважинах;
- предотвращения конусообразования в районе «пятки» горизонтальной скважины;
- ограничения притока из суперколлектора (зон с повышенной проницаемостью или трещиноватостью);
- ограничения водопритока;
- снижения дебита газа из зон прорыва.

Уникальностью адаптивной системы контроля притока является ее возможность подстраиваться под изменяющиеся условия околоскважинной зоны (интенсивность притока, кольматация и т.д.). Также, система позволяет ограничивать приток из интервала на определенном уровне, что решает проблему прорывов воды и газа. При полном обводнении (или прорыве газа) в определенной зоне дренирования, возможно перекрыть полностью данный участок, локально создав дополнительную депрессию.

В случае, если требуется открыть зоны для притока, достаточно подать давление с устья скважины.

Таким образом, система контроля притока дает возможность настроить оптимальную работу скважины с помощью системы заканчивания на протяжении всего времени эксплуатации.

После запланированного испытания системы на месторождении Авиловское СП «Волгодеминойл» применение АСРП планируется на месторождении им. Ю. Корчагина.

Основной задачей применения систем контроля притока является выравнивание профиля притока в горизонтальных скважинах, контроль добычи из различных по фильтрационно-емкостным свойствам зон, задержка времени прорыва в скважину воды и газа.

Одной из существующих на сегодняшний день систем является активная система регулирования притока с гидравлически регулируемые клапанами, которые спускаются на НКТ внутрь хвостовика (противопесочного фильтра, перфорированного хвостовика). Клапана имеют возможность регулировать уровень штуцирования каждой зоны с поверхности.

Для оценки эффективности использования активных систем регулирования притока, было запланировано использование подобной системы в проектной скважине 13 волжского яруса, пробуренной в 2013 г. Протяженность горизонтального ствола скважины составляет 600-800 м. Применение активной системы регулирования притока позволяет в реальном времени изолировать

отдельные зоны в случае прорыва газа или воды. Принципиальная схема интеллектуального заканчивания скважины 13 представлена на рисунке 2.3



Рисунок 2.3 - Принципиальная схема интеллектуального заканчивания скважины 13

Следует отметить, что современные активные системы регулирования притока имеют естественное ограничение по протяженности наклонно-направленного ствола, связанное с трением. Максимальная протяженность ствола для спуска подобных систем при применении растворов на инвертной эмульсии не превышает 4 200 м.

Недостатками активных систем контроля притока являются высокая стоимость оборудования, ограничения по глубине спуска, невысокая степень надежности работы оборудования.

2.3.5 Конструкция заканчивания для решения задач регулирования приток

Основной задачей применения систем контроля притока является выравнивание профиля притока в горизонтальных скважинах, максимальная выработка запасов в зоне дренирования залежи, контроль добычи из различных по фильтрационно-емкостным свойствам зон, задержка времени прорыва в скважину воды и газа. На данный момент в нефтегазовой индустрии существует два основных типа систем контроля и регулирования притока посредством заканчивания скважин.

Первый тип – это пассивные системы регулирования притока, монтируются в противопесочные фильтры. Наиболее распространены модификации штуцерных или трубочно-канальных систем. Данные системы создают определенный перепад давления между продуктивным пластом и скважиной, тем самым изменяя значение рабочей депрессии на пласт. При этом уровень штуцерования (подбор определенного диаметра штуцера или длины и диаметра трубочно-канальной системы) осуществляется на основе данных каротажа после бурения (или по данным каротажа во время бурения LWD) и не может быть изменен после установки оборудования в скважину. Различные по ФЕС участки горизонтальной скважины разделяются нефте-водо-разбухающими пакерами. Системами штуцерного типа оснащены скважины неоконского надъяруса. На основании результатов каротажа в режиме реального времени проводились расчеты в специализированном программном продукте NETool. Данный программный продукт моделирует приток нефти, воды и газа при различных вариантах заканчивания скважины, основываясь на уравнениях продуктивности и коллекторских свойствах пласта.

Моделирование NETool основывается на следующих определениях:

- NETool может учитывать трехфазный, двухфазный и однофазный режим, приток из пласта любых углеводородных кондиций, в т.ч. газообразной нефти, конденсата, влажного газа, многочисленные условия выделения растворённого газа и точек росы.
- Поток в скважине локально одномерный, т.е. поток между двумя смежными узлами затрубного пространства или горизонтальной части ствола определяется локальными характеристиками участка и свойств флюида.
- Общие расчеты падения давления в затрубном пространстве и трубе – это общие уравнения баланса для потока в трубопроводе (Бернулли), с учетом коэффициентов трения, способности к сжатию и законов гидростатики.
- Линейная формула Дарси используется, если затрубное пространство заполняется гравием или разрушенной породой.

- Расход многофазной жидкости основывается на объединенных моделях коэффициента продуктивности (КП) и данных PVT анализа. Такая модель определяет локальные КП в соответствии со свойствами пласта.
- Процесс ремасштабирования учитывает неоднородности и анизотропию.
- Расчеты падения давления посредством компонентов заканчивания основываются на изменчивости различных конфигурируемых корреляций или равенств, зависящих от фактического компонента.
- Поток внутри и снаружи границ системы заканчивания рассматривается в виде простых отношений, во избежание сложных вычислений.
- Сетевая геометрия узлов и каналов потока является довольно общей для моделирования большинства типов заканчивания, для удовлетворения требований вычислительной эффективности и численной устойчивости.

Установка пассивных систем заканчивания произведена в скважинах 110, 113, 104, 107, 114, 116, 109.

Для построения модели призабойной зоны пласта и конструкции скважины в NETool предварительно задаются данные инклинометрии, PVT-свойств, фазовых проницаемостей, пластового давления, проницаемостей пласта, поинтервальных сегментов скважины и т.д. Диаметры и количество штуцеров подбираются таким образом, чтобы добиться максимального выравнивания депрессии по стволу скважины.

По результатам моделирования строится прогноз работы скважины при различных депрессиях, который представлен на рисунке 2.4.

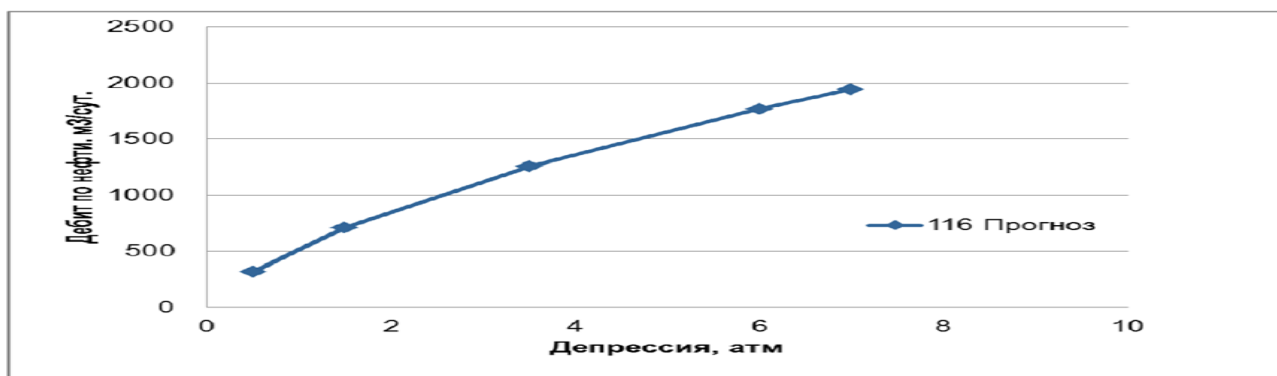


Рисунок 2.4 - Зависимость дебита нефти от депрессии по скважине 116

В таблице 2.4 приведены расчетные и фактические значения пусковых дебитов по эксплуатационным скважинам месторождения им. Ю. Корчагина.

Таблица 2.4 - Расчетные и фактические значения пусковых дебитов по эксплуатационным скважинам месторождения им. Ю. Корчагина

№скв.	110		113		104		107		116		109	
	Netool (расчет)	факт	Netool (расчет)	факт	Netool (расчет)	факт	Netool (расчет)	факт	Netool (расчет)	факт	Netool (расчет)	факт
Дебит, м ³ /сут.	488	494	136	139	725	758	370	553	1256	1290	1289	1306
Газовый фактор	108	86,8	109	103	109	78,3	109	56,7	109	71,2	109	94,2
Депрессия, атм.	3,5	3,4	3,5	3,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,5	3,6

Основными недостатками пассивных систем контроля притока является невозможность поменять настройку системы в случае изменения со временем характеристик притока. Кроме того, в случае начала прорыва воды или газа данные системы не позволяют ограничивать приток отдельной, «нежелательной» фазы. Также, в случае недоспуска системы по техническим причинам до заданных глубин весь дизайн настройки уровня штуцирования не будет соответствовать фактическому профилю проницаемости по длине ствола.

Скважины 107, 104, 116, 114 и 109 имеют значительное отклонение от вертикали и достаточно протяженную часть открытого ствола. Они оборудованы фильтрами с устройством контроля притока RESFLOW / глухими трубами с интегрированными центраторами и соединениями TENARIS HYDRIL 563, разбухающими пакерами.

Обсадные трубы, используемые в конструкции хвостовика, изготовлены марки стали Р-110 с соединениями Tenaris Hydril 563 и, также, оснащены центраторами для предотвращения дифференциального прихвата.

2.4 Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа

На месторождении им. Ю. Корчагина разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомского надъяруса и волжского яруса ведется на основании утвержденного проектного документа. Сопоставление фактических и проектных показателей разработки в целом по месторождению приведено в таблице 2.5. Из представленных данных видно, что в период 2010-2012 гг. фактические уровни добычи нефти и жидкости существенно ниже проектных показателей.

Основные причины столь значительного отличия между проектом и фактом следующие:

- более поздний ввод залежей в разработку, чем планировалось. Так, по проекту начало добычи нефти было предусмотрено с 01.02.2010, фактически первую нефть получили в апреле, а полномасштабный ввод месторождения состоялся в июле 2010 г. Фактический фонд добывающих скважин (2 шт. - на волжский ярус) меньше проектного (6 шт.) на четыре скважины, из которых две планировались на залежь волжского яруса и две – на залежь неокомского надъяруса. Геологические условия для проводки скважин оказались более сложными, чем ожидалось. Был изменен порядок ввода скважин и снижены коммерческие скорости бурения. Соответственно изменение скоростей отразилось на сроках строительства и ввода скважин в эксплуатацию;

- фактический средний дебит по нефти скважин волжского яруса (275 т/сут) ниже проектного (356 т/сут) в 1.3 раза. Это связано в основном с меньшей проницаемостью пород-коллекторов, чем прогнозировалась. Так, средневзвешенная проницаемость нефтенасыщенной зоны волжского яруса в актуализированной фильтрационной модели 2016г. составляет - 0.065 мкм² (по проекту 1.65 мкм²). Во-вторых, с более высоким газовым фактором, составляющим в среднем 694 м³/т, (по проекту 126 м³/т), обусловленным прорывом газа газовой шапки.

Таблица 2.5 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки Месторождение им. Ю.Корчагина в целом

№ п/п	Показатели	Годы					
		2010		2011		2012	
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	343.3	55.3	1 351.5	338.1	2 347.5	792.9
2	в том числе из скважин: переходящих	0.0	0.0	802.6	122.7	1 489.2	331.5
3	новых	343.3	55.3	548.9	215.4	858.3	461.4
4	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	6	2	3	3	4	5
5	в т.ч. из эксплуатационного бурения	6	2	3	3	4	5
6	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0
8	Ввод боковых стволов, шт.	0	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	356.1	275.0	1 012.0	333.6	1 053.5	589.6
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	161	100	181	215	204	157
11	Средняя глубина новой скважины, м	3388	2493	6116	2864	6765	2621
12	Эксплуатационное бурение, тыс. м	24.9	6.6	22.4	10.9	27.1	15.8
13	в т.ч. добывающие скважины	20.3	5.0	18.3	8.6	27.1	13.1
14	вспомогательные и специальные скважины	4.5	1.6	4.0	2.3	0.0	2.7
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0.0	0.0	2 080.5	693.5	1 040.3	1 040.3
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0.0	0.0	740.8	190.7	1 052.8	347.1
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0.0	0.0	0.0	0.0	802.6	122.7
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0.0	0.0	740.8	190.7	1 855.3	469.7
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0.0	0.0	802.6	122.7	1 489.2	331.5
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0.0	0.0	61.8	-68.1	-366.1	-138.2
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0.0	0.0	8.3	-35.7	-19.7	-29.4
22	Мощность новых скважин, тыс.т	779.8	200.8	1 108.2	365.3	1 538.2	1 076.1
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
24	в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	2	9	5	13	10
26	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	2	9	5	13	10
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
30	Ввод нагнетательных скважин, шт.	2	1	1	1	0	1
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	1	3	2	3	3
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	2	1	3	2	3	3
34	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	356	276	547	335	744	373
35	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0	0	411	229	642	273
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	356	276	1 071	427	1 139	604
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	356	275	515	280	595	306
38	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0	0	386	219	477	183
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по воде, м ³ /сут	0	528	486	410	1146	467
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу, тыс.м ³ /сут	0	0	114	1490	795	1406
41	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	0.0	0.4	5.9	16.3	20.0	17.9
42	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %	0.0	0.0	6.1	4.3	25.7	32.7
43	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0.0	0.4	5.5	21.8	7.5	2.5
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т	343.5	55.5	1 435.6	403.8	2 932.6	965.7
45	в т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	0	0	854.7	128.2	2 004.5	492.7
46	из новых скважин, тыс.т	343.5	55.5	580.9	275.6	928.0	473.1
47	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	343.5	55.5	1 779.0	459.4	4 711.6	1 425.1
48	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	343.3	55.3	1 694.8	393.3	4 042.3	1 186.2
49	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.004	0.001	0.019	0.005	0.045	0.014
50	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	1.1	0.2	5.6	1.4	13.3	4.1
51	Темп отбора нефти от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1.1	0.2	4.4	1.2	7.7	2.8
52	Темп отбора нефти от текущих утвержденных запасов, %	1.1	0.2	4.5	1.2	8.2	2.8
53	Закачка воды, тыс.м ³	0	0.3	79.2	74.6	551.4	170.8
54	Закачка газа, млн.м ³	0.0	0.0	168.5	421.8	397.3	819.0
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0.1	0.3	79.3	74.9	630.8	245.7
56	Закачка газа с начала разработки, млн.м ³	0.0	0.0	168.5	421.8	565.7	1 240.8
57	Компенсация отбора: текущая, %						
58	с начала разработки, %						
59	Газовый фактор, м ³ /т	119.7	693.9	115.1	1 460.2	108.3	1 104.9
60	Добыча газа всего, млн.м ³	70.1	38.4	202.6	493.7	443.2	876.1
61	в т.ч. растворенного	41.1	7.1	155.6	39.9	254.2	86.8
62	прорывного газа газовой шапки	29.0	31.3	47.0	453.7	189.0	789.3
63	Накопленная добыча газа, всего, млн.м ³	41.1	38.4	196.7	532.0	450.9	1 408.1
64	в т.ч. растворенного	41.1	7.1	196.7	47.0	450.9	133.8
65	прорывного газа газовой шапки	0.0	31.3	0.0	485.0	0.0	1 274.3
66	Использование попутного газа, млн.м ³	41.1	8.4	155.6	453.7	254.2	871.4
67	Процент использования попутного газа, %	100	22	100	92	100	99

Невыполнение плана по использованию попутного газа в 2010 г. (22%) связано с тем, что не был предусмотрен порядок вывода на проектный режим оборудования эксплуатационно-технологического комплекса с малым количеством добывающих скважин (2шт.) и в период пусконаладочных работ. В 2011 г. фактическая добыча нефти и жидкости (338.1 и 403.8 тыс.т) также оказалась ниже проектной (1 351.5 и 1 435.6 тыс.т) на 75 и 72 % соответственно.

Причины этого следующие:

- фактический фонд добывающих скважин (5 шт.) ниже проектного (9 шт.) на четыре скважины, из которых одна планировалась на залежь волжского яруса и три – на залежь неокомского надъяруса;

- средние по месторождению дебиты нефти и жидкости (280 и 335 т/сут) ниже проектных (515 и 547 т/сут), как по причинам, описанным выше, так и в связи с тем, что:

- фактическая протяженность горизонтальных стволов по коллектору (Лгс эфф.) оказалась меньше проектной, что объясняется более неоднородным распространением пластов-коллекторов. Так, например, дебит скважины 110 прогнозировался при Лгс эфф, равной 856 м, а по факту она составила 456 м;

- фактическая обводненность добываемой продукции (32.3 %) по новым скважинам неокомского надъяруса превысила проектную (5.5 %). Основной вклад в рост обводненности внесла неокомская скважина 113, в продукции которой с самого начала эксплуатации отмечено ~50% воды. Объяснением этому могут служить результаты трассерных исследований, которые свидетельствуют о более тесной гидродинамической связи между нефтенасыщенной и водоносной областями. Кроме того, данные ГИС, керна и шлама свидетельствуют об отсутствии в интервале залегания подошвенной части неокома и кровли волжских отложений покрышек с надежными экранирующими свойствами. Поэтому можно ожидать, что и в пределах каждой из залежей непроницаемые прослойки могут также характеризоваться слабыми экранирующими свойствами и иметь зоны повышенной проводимости, связанные с зонами разуплотнения пород или наличия трещинной составляющей.

- продолжился рост газового фактора по волжским скважинам - в среднем до 2097 м³/т, а по скважинам неокомской залежи фактический газовый фактор (290 м³/т) более чем вдвое превысил проектный (104.3 м³/т). Невыполнение плана по использованию попутного газа в 2011 г. (92 %) обусловлено следующим. Фактический газовый фактор в целом по месторождению достигал 1 460 м³/т (при проектном 115.7 м³/т). В связи с этим молярная масса газа по ступеням сепарации технологического комплекса не соответствовала проектным решениям. В целях недопущения снижения уровня добычи нефти в период пуско-наладочных работ (ПНР) недропользователь был вынужден ограничить использование газа 3 и 4 ступеней. По итогам завершения ПНР компрессоров уровень использования попутного газа был увеличен с 40.1 до 99.3 %.

В 2012 г. фактический отбор нефти и жидкости (792.9 и 965.7 тыс.т) ниже проектного (2347.5 и 2932.6 тыс.т) на 66 и 67 % соответственно, что обусловлено следующим:

- фактический фонд добывающих скважин (10 шт.) ниже проектного (13 шт.) на три скважины, которые планировалась на залежь неокомского надъяруса;
- фактические дебиты по нефти и жидкости составляют 306 и 373 т/сут, что почти в 2 раза ниже запланированных, равных соответственно 595 и 744 т/сут. Основные причины расхождения фактических и проектных дебитов аналогичны описанным выше.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа, как говорилось выше, свидетельствуют о том, что между залежами неокомского надъяруса и волжского яруса существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к покрышке между ними. Сначала математическое моделирование, а затем и результаты трассерных исследований, подтвердили это. Так, присутствие трассеров, закачанных с водой в скважину ВП-2 (волжский) и с газом в скважину G-1 (неоком), зафиксировано в продукции добывающих скважин 11, 12, 14, 110, 113, 107, 104.

2.5 Причины и пути минимизации прорыва газа в добывающие скважины

Одна из причин связана с неконтролируемым внедрением углеводородных газов (УВГ) в нефтяную оторочку залежи, что может привести к остановке добычи в скважинах и неполной выработке запасов нефти. Считается, что горизонтальные секции скважин в большинстве случаев проходят по неоднородному по свойствам пласту, что резко повышает вероятность быстрого прорыва газа по неустановленным высокопроницаемым зонам с повышенной трещиноватостью.

На фоне снижения дебитов и добычи нефти фиксируется рост дебита и добычи газа, газового фактора, а также отношения нефтегазовой смеси в продукции скважин в пользу газа. В результате плановые показатели добычи нефти не выдерживаются по фактическим данным. При этом в одной группе скважин отмечаются высокие значения отношения газ-нефть (ГНО), в другой - относительно низкие величины, которые представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Оценка влияния работы добывающих скважин на отношение газ-нефть (ГНО) в продукции скважин (продуктивные пласты в неокомских отложениях)

Скважины	Части (блоки) месторождения	Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов, %	Начальный газовый фактор, м ³ /т	Угол наклона продуктивного пласта, град	ГНО, усл. ед.
113	Центральный	70	115,5	4,1	1565
114	Центральный	54	126,8	5,7	1219
110	Центральный	62	132,7	2,7	962
107	Центральный	56	162,9	2,3	814
104	Центральный	50	119,2	5,2	802
116	Восточный	34	116,7	1,5	323
105	Западный	20	104,2	1,5	234
117	Восточный	6	113,9	2,6	236
109	Западный	25	112,6	2,5	181

С вводом в эксплуатацию горизонтальных добывающих скважин наблюдается ускоренное (по сравнению со скоростью природного процесса) внедрение газа в нефтяную оторочку. По имеющимся данным газ поступает в оторочку сверху из разновозрастной газовой шапки, где еще до разработки залежи наблюдалось избыточное пластовое давление. Отсюда на разных участках колебания в уровнях ГНК залежи по данным ГИС и опробования в конкретных разведочных и добывающих скважинах. Неравномерное внедрение газа на различных участках залежи в начале разработки привело к тому, что пластовое давление близко или равно давлению насыщения нефти газом при значительном росте газового фактора. Начальный газовый фактор в среднем около $120 \text{ м}^3/\text{т}$ по всем скважинам, вступающим в разработку, в зависимости от ряда факторов увеличивается - от 180,9 (скв. 109) до $1564,8 \text{ м}^3/\text{т}$ (скв. 113). Таким образом, после начала отборов нефти из залежи наблюдается нарастающий процесс сокращения толщины нефтяной оторочки.

При анализе факторов внедрения газа в оторочку оказалось, что отдельные показатели (литолого-фациальные и петрофизические свойства пласта, нефтенасыщенность, плотность запасов и т. д.) не оказывают заметного или закономерного влияния на ГНО, другие фиксируют общую тенденцию увеличения показателя ГНО (длительность эксплуатации и в меньшей степени накопленную добычу нефти в скважине). На ГНО влияют такие показатели, как высота газовой шапки, ширина залежи, газовый фактор (в динамике), плотность нефти, концентрация УВГ (плотность запасов газа) и некоторые другие.

Из числа перечисленных причин влияния на ГНО ниже рассмотрена зависимость ГНО от угла наклона продуктивного пласта, который указывал на неодинаковую реакцию ГНО на особенности рельефа поверхности коллектора по всей площади месторождения.

В зависимости от угла наклона продуктивного пласта территория месторождения разделилась на три части: западную, центральную и восточную, которые представлены на рисунке 2.5.

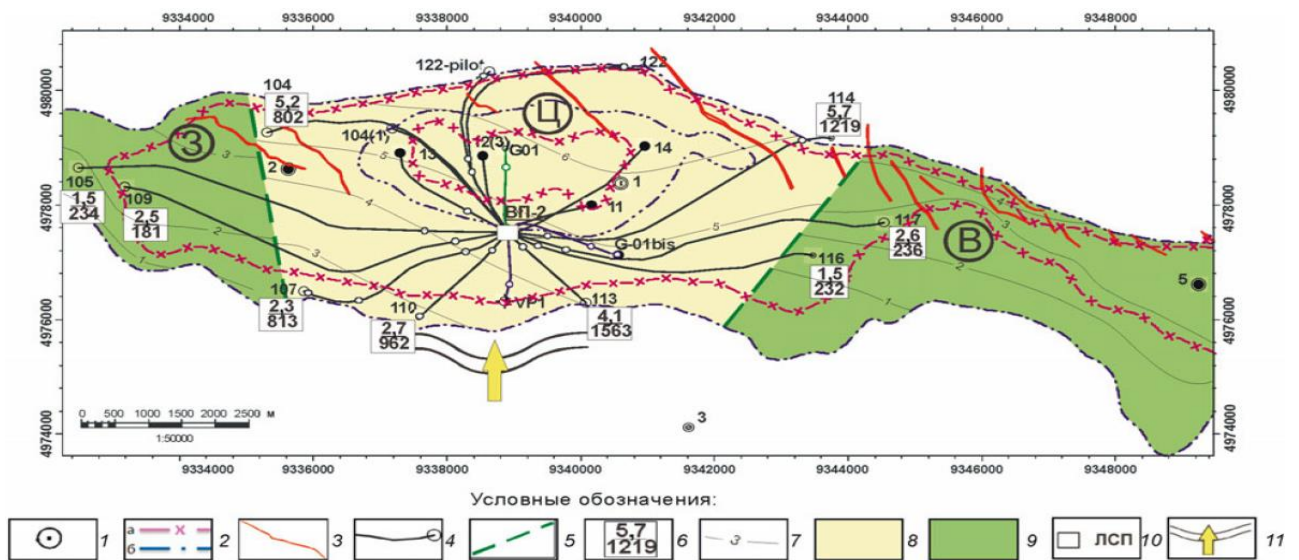


Рисунок 2.5 - Показатели ГНО по площади месторождения: 1 - скважины, в том числе по которым проводились замеры угла падения продуктивного пласта; 2 - контакты: а - газ-нефть, б - нефть-вода; 3 - сбросы и сдвиги; 4 - траектория горизонтальной секции скважины; 5 - границы участков: 3 - западный, В - восточный, Ц - центральный; 6 - показатели угла наклона пласта (числитель) и значений ГНО (знаменатель); 7 - изолинии равных значений углов падения продуктивного пласта; 8 - максимальные значения углов наклона продуктивного пласта и ГНО; 9 - минимальные значения углов наклона продуктивного пласта и ГНО; 10- ЛСП (ледостойкая стационарная платформа); 11 - структурный нос и место поступления УВГ в центральный блок

Эта зависимость становилась более контрастной при рассмотрении ее в динамике эксплуатации скважин: 3, 6, 9 месяцев, рисунок 2.6.

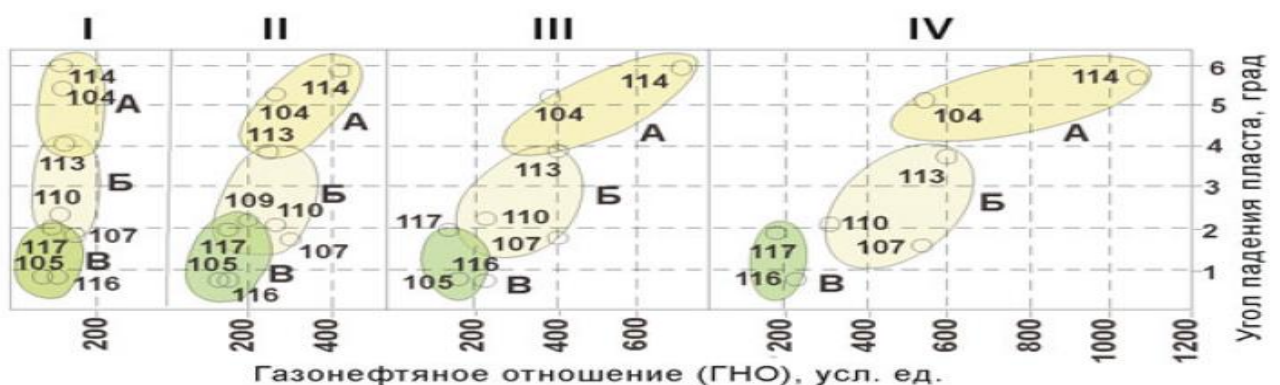


Рисунок 2.6 - Зависимость увеличения ГНО от угла падения вскрытых продуктивных отложений и времени эксплуатации скважины (месторождение им. Ю. Корчагина): группы скважин: по блокам: А+Б - центральный, В - западный и восточный; по углу падения продуктивного пласта, град: А - > 3°, Б - 2...3°, В - < 2°; длительность эксплуатации: I - исходное положение, II - 3 месяц, III - 6 месяц, IV - 9 месяц

В центральной части залежи углы падения пласта $3,0...5,5^\circ$, наклон изолиний равных углов падения пласта направлен с юга на север, с резким погружением на северном склоне залежи (более 5°). В среднем по центральному блоку значение ГНО 1061,5 усл. ед. В центральном блоке выделяются две группы скважин: северная (А) со средним значением угла падения пласта $5,5^\circ$ (ГНО 1010 усл. ед.) и южная (Б) со средним значением угла падения пласта 3° (среднее значение ГНО 1113 усл. ед). В центральном блоке перед вводом в разработку и независимо от угла падения продуктивного пласта ГНО по всей его площади сохраняет самые высокие индивидуальные значения и средние - на севере и юге. Однако после ввода в эксплуатацию с течением времени (особенно заметном после 9 месяцев) северная группа скважин (А) центрального блока с большими углами падения пласта опережает по значениям ГНО южную группу скважин (Б) этого блока с меньшими углами наклона пласта. Но в целом в центральном блоке отсутствуют участки с низкими значениями ГНО, в силу максимальной высоты газовой шапки, повсеместно высокой газонасыщенности нефти и концентрации УВГ (плотности запасов газа) и ряда других причин.

Минимальные значения ГНО (среднее значение 243 усл. ед.) размещаются к западу и востоку от центральной части месторождения, где углы падения продуктивного пласта 2° и менее. Значение ГНО в этих блоках в 4,7 раза меньше значения ГНО в центральной части. Особенно примечателен тот факт, что после ввода в эксплуатацию скважин западного и восточного блоков и после 9 месяцев отборов нефти ГНО в этих частях осталось практически в исходном положении.

Поле с низкими значениями ГНО в западной и восточной частях месторождения (по сравнению с центральной частью) занимает сравнительно небольшую площадь. Но это именно те части, где сосредоточена большая доля запасов нефти оторочки и где на данном этапе разработки месторождения сохраняются минимальные риски повышенного или ураганного внедрения газа в нефтяную часть залежи.

Есть еще одна особенность наклона пласта, на которую следует обратить внимание: при увеличении угла падения наблюдается уменьшение расстояния

между ГНК и стволом скважины по латерали. Так, в скв. 110 при увеличении угла падения пласта с 3° (286 м) до 6° (143 м) это расстояние, как видно, уменьшается вдвое на рисунке 2.7. Другими словами, возможность прорыва газа выше там, где круче падение пласта и короче расстояние от скважины к ГВК по простиранию пласта.

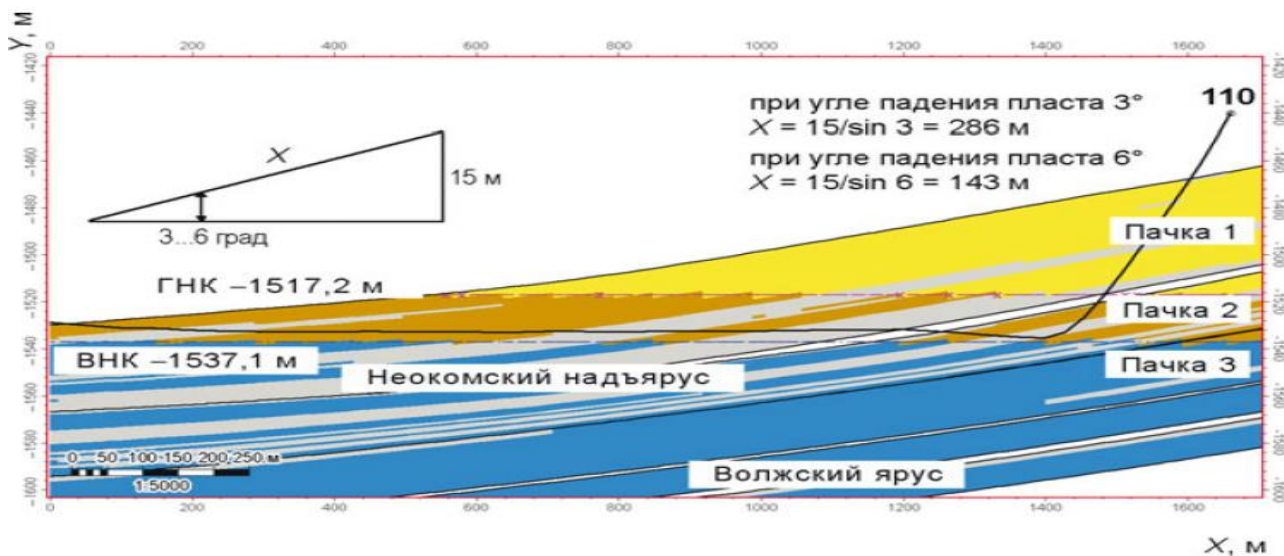


Рисунок 2.7 - Зависимость расстояния X (точка пересечения поверхности продуктивного пласта с ГНК и со стволом скважины) от угла наклона пласта (на примере скв. 110)

С целью минимизации внедрения газа в нефтяную оторочку и определения оптимальной траектории новых добывающих скважин рекомендуется наряду с другими методами (например, минимальные депрессии при разработке залежи уже действующим фондом добывающих скважин, УКП устройства нового поколения - ограничители прорыва газа). Основную нагрузку по добыче сосредоточить в нижней половине периферийных западного и восточного участков оторочки, сдерживая тем самым рост ГНО и потери нефти в целом по залежи.

Выводы

1. Природные факторы внедрения газа в нефтяную оторочку месторождения им. Ю. Корчагина приводят к последовательному сокращению ее толщины.

2. Из числа рассмотренных причин влияния на ГНО наиболее информативной оказалась зависимость отношения газ-нефть в продукции скважин от угла наклона продуктивного пласта.

3. В центральном блоке отсутствуют участки с низкими значениями ГНО (среднее значение 1061,5 усл. ед.), в силу его наиболее высокого гипсометрического положения (по сравнению со смежными блоками), более высоких значений угла падения пласта (от 3 до 6° и более), повсеместно высокой газонасыщенности нефти и концентрации УВГ (плотности запасов газа) и ряда других причин.

4. Определена площадь распространения участков с низкими значениями ГНО (западный и восточный блоки с углами падения пласта 1,0...2,5° и средним значением ГНО 243 усл. ед.), куда целесообразно направить горизонтальные секции проектных добывающих скважин с целью минимизации повышенного и ураганного прорыва газа в нефтяную оторочку.

2.6 Рекомендации по регулированию разработки

Под регулированием разработки месторождения понимается управление процессом извлечения УВ с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий, обеспечивающих наилучший ход процесса эксплуатации в рамках запроектированной системы разработки. Основные цели, достигаемые регулированием процесса, следующие:

- обеспечение предусмотренной проектным документом динамики добычи нефти по объекту разработки;
- достижение по залежи проектного значения КИН;
- улучшение экономических показателей путем максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращения затрат на закачку воды, уменьшения без ущерба для нефтеотдачи добычи попутной воды и т.д.

Поскольку залежи неокома и волжского характеризуется обширными подгазовыми и водонефтяными зонами, первые годы эксплуатации показали, что основной проблемой разработки месторождения является загазование скважин из-за прорыва газа газовой шапки залежи неокома.

Поэтому для выравнивания профиля притока в горизонтальном стволе скважин и изоляции прорывов газа и (или) воды рекомендуется вводить скважины с «интеллектуальным» заканчиванием, состоящего из регулируемых секционных фильтров, позволяющих разделить горизонтальный участок на несколько интервалов, и при необходимости (загазование, обводнение) проводить их селективное отключение.

Контроль над разработкой месторождения осуществляется как на основе геолого-промысловых данных, так и с использованием геолого-фильтрационной модели, позволяющей регулировать следующие параметры процесса разработки:

- режимы работы добывающих скважин во избежание неконтролируемого загазования и обводнения;
- периодичность работы или остановки загазованных и высокообводненных скважин для изменения направления фильтрационных потоков и увеличения охвата пласта воздействием;
- усиление системы ППД путем бурения водонагнетательных и газонагнетательных скважин;
- применение «интеллектуального» оборудования, позволяющего минимизировать загазование и обводнение скважин.

3 Специальная часть. Определение условий фонтанирования

Для определения условий эксплуатации скважин и добычи нефти проводились расчеты с использованием программного комплекса (ПК) «PIPESIM» компании «Schlumberger». В программных комплексах учитываются: профиль скважины, ее конструкция, длина и внутренний диаметр колонн, свойства пластовых флюидов, значения пластового давления, температура пласта, коэффициент продуктивности и т.д.

3.1 Выбор оптимального диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ)

Некомский ярус

Для разработки некомского яруса рекомендован вариант, предусматривающий бурение скважин с горизонтальным окончанием.

Типовой профиль скважины залежи некома пробуренный с ЛСП-1, используемый при выполнении расчетов, до точки входа в пласт представлен на рисунке 3.1.

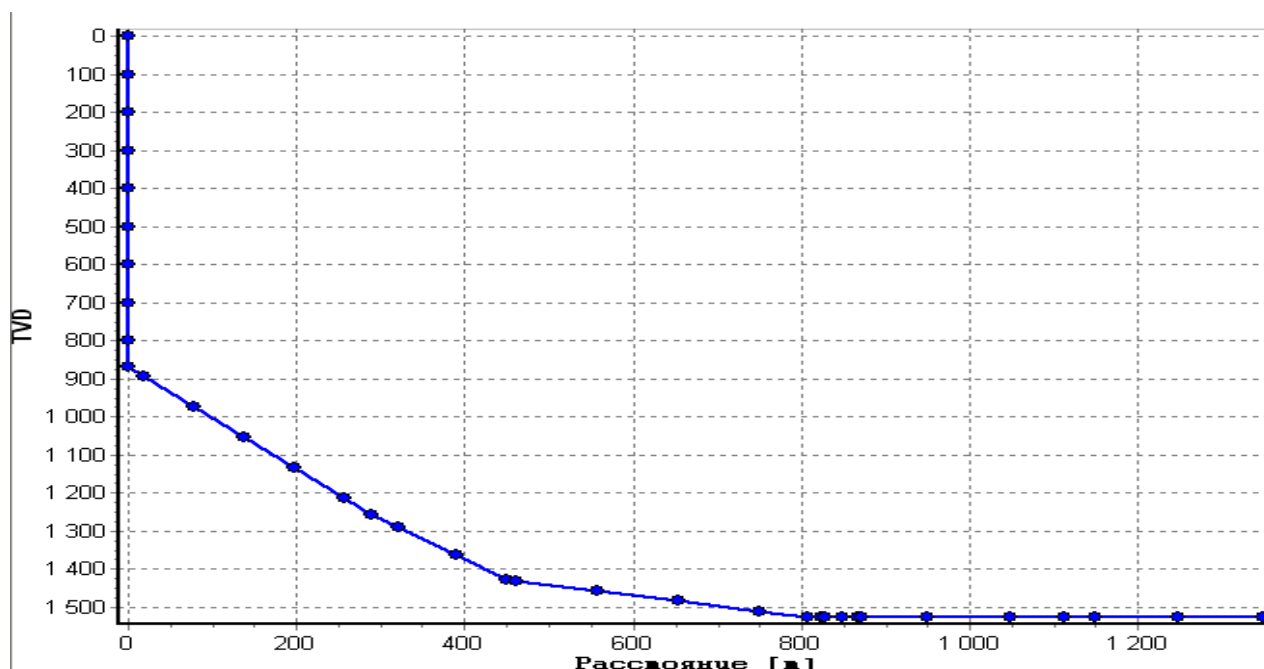


Рисунок 3.1– Типовой профиль скважины некомского яруса, расположенной на ЛСП-1

Критерием выбора оптимального диаметра фонтанных труб для проектных нефтяных скважин являлась минимизация потерь давления при движении флюида по лифтовым трубам.

Продолжительность фонтанного периода работы скважин зависит от изменения гидродинамического состояния залежи, ее связи с законтурной областью, режима разработки, уровней отборов флюидов и т.д., что является предметом исследования на начальной стадии освоения месторождения. Критерием перевода на механизированный способ добычи нефти является сочетание таких параметров как дебит скважины, забойное давление, обводненность, газовый фактор и буферное давление.

Для определения условий фонтанирования и выбора оптимального диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ) были построены зависимости общих потерь давления на трение от дебита жидкости (LIQ), минимальном значении устьевого давления, принятого на уровне 1.6 МПа для ЛСП. Расчеты проведены для лифтовых колонн с наружным диаметром 73, 89, 102, 114, 127, 140, 146, 168 и 178 мм ($d_{\text{НКТ}_{\text{вн}}}=62-160$ мм).

На рисунке 3.2 представлены результаты технологических расчетов потерь давления на трение в зависимости от проектных дебитов жидкости.

Согласно приведенным результатам расчетов, наибольшие потери давления на трение соответствуют НКТ с условным наружным диаметром 73 мм.

При спуске лифтовых колонн с условным наружным диаметром 89, 102 и 114 мм разница в потерях давления на трение для проектных отборов жидкости до 800 м³/сут незначительна и составляет порядка 0.6-1.0 МПа. С увеличением плановых отборов жидкости до 1300 м³/сут разница в потерях давления для труб диаметром 114 и 127 мм составляет около 0.4 МПа.

При максимальных проектных значениях порядка 1500 м³/сут разница в потерях на трение для лифтовой колонны диаметром 114 мм и труб большего диаметра составляет 0.6 - 1.3 МПа.

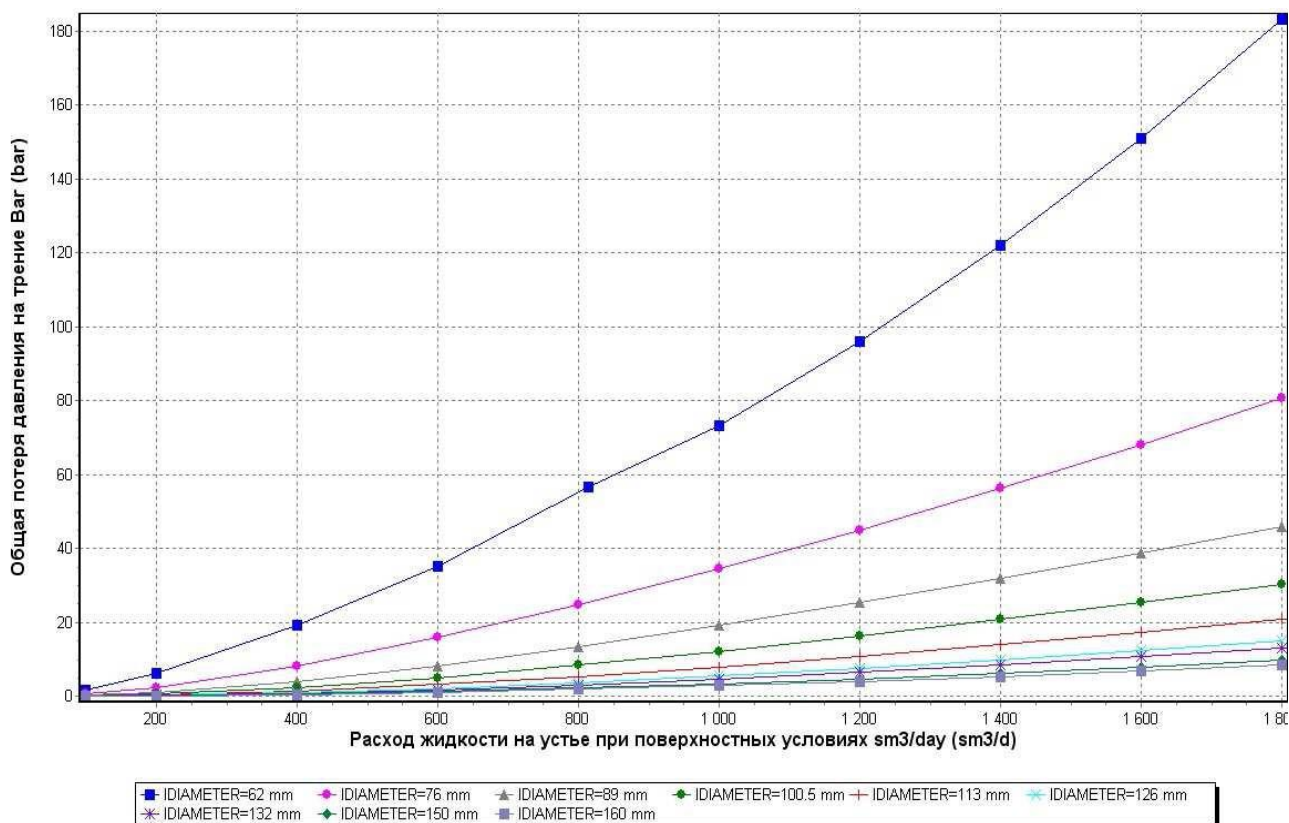


Рисунок 3.2 – Потери давления в стволе скважины неокомского яруса расположенной на ЛСП-1 от дебита жидкости с различными диаметрами НКТ

На основании представленных расчетов для скважин, эксплуатирующихся на неокомской залежи, для дебитов до 800 м³/сут рекомендуется использование НКТ с условным наружным диаметром 89 мм ($d_{\text{НКТвн}} - 76$ мм).

С увеличением проектных отборов, учитывая незначительную разницу в потерях для колонны диаметром 114 мм и труб большего диаметра, с целью минимизации металлозатрат, рекомендуется применение лифтовой колонны с условным наружным диаметром 114 мм ($d_{\text{НКТвн}} - 100.5$ мм).

Аналогичные расчеты проведены для типовой скважины неокомской залежи, расположенной на БК, с минимальным значением устьевого давления 3.0 МПа, необходимого для транспортировки продукции скважин до ЛСП-1.

Типовой профиль скважины, используемый при выполнении расчетов, представлен на рисунке 3.3.

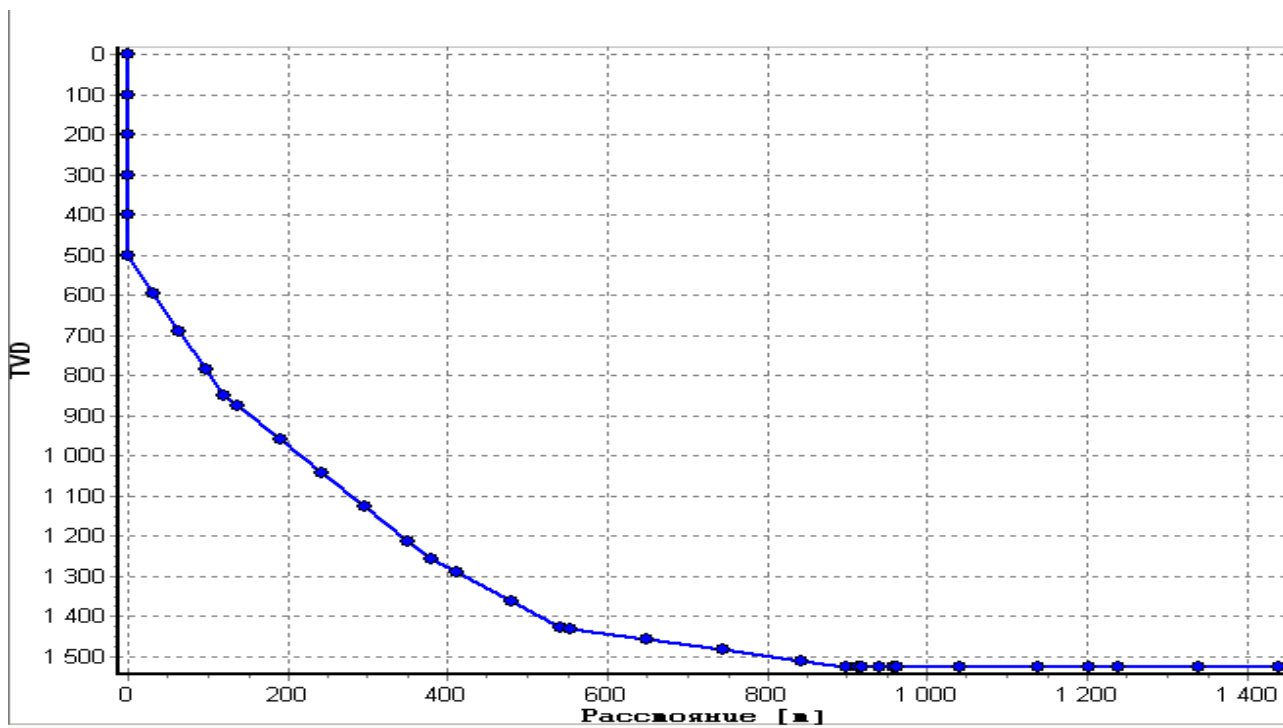


Рисунок 3.3 – Типовой профиль скважины неокомского яруса расположенной на БК

Для скважин неокомской залежи, пробуренных с БК, потери давления на трение для труб диаметром 89 - 178 мм начинают возрастать для дебитов жидкости 600- 800 м³/сут. Так, для НКТ с условным наружным диаметром 89 мм и следующей по типоразмеру лифтовой колонны диаметром 102 мм, для дебитов жидкости 700 м³/сут потери на трение составляют 0,5 МПа. Результаты проведенных расчетов представлены на рисунке 3.4.

С увеличением проектных отборов жидкости до 1200 м³/сут, для тех же колонн разница увеличивается до 2,0 МПа. При сравнении потерь давления для труб диаметром 114 и 127 мм, при максимальных плановых отборов жидкости порядка 1200 м³/сут, разница незначительна и составляет 0,6 МПа. С учетом представленных расчетов и с целью унификации применяемого внутрискважинного оборудования для скважин с дебитами жидкости до 800 м³/сут, эксплуатирующихся с ЛСП и БК, рекомендуется использовать НКТ с условным наружным диаметром 89 мм ($d_{\text{НКТвн}} - 76$ мм). Для скважин с большими проектными показателями отборов жидкости рекомендуется применение колонн условным наружным диаметром 114 мм ($d_{\text{НКТвн}} - 100.5$ мм).

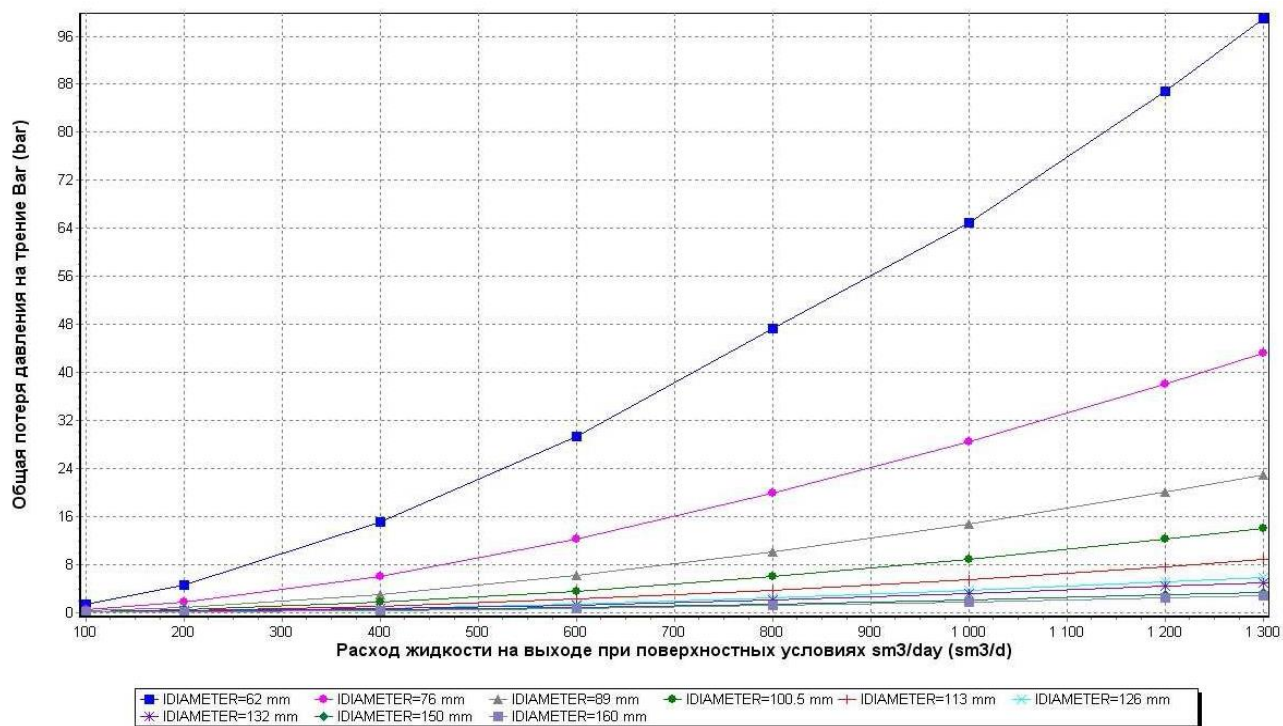


Рисунок 3.4 – Потери давления в стволе скважины неокомского яруса расположенной на БК от дебита жидкости с различными диаметрами НКТ

Волжский ярус

Выполнены расчеты по подбору необходимых диаметров лифтовых труб для скважин волжского яруса.

Типовой профиль скважины, используемый при выполнении расчетов, представлен на рисунке 3.5.

На рисунке 3.6 представлены результаты расчетов потерь давления на трение от дебита жидкости для диапазона лифтовых труб с условным наружным диаметром 73, 89, 102, 114, 127, 140, 146, 168 и 178 мм ($d_{\text{НКТвн}} - 62 - 160$ мм).

Максимальные проектные показатели для скважин, разрабатывающих залежь волжского яруса, составляют порядка 900 м³/сут, при этом такие отборы жидкости достигаются в конечный период эксплуатации скважин. Средние показатели отборов жидкости по скважинам составляют порядка 350 м³/сут. Для указанных отборов жидкости разница в потерях давления на трение для колонн диаметром 89–178 мм незначительна и составляет 0.2–0.6 МПа. Учитывая незначительную разницу в потерях давления для скважин волжского яруса на

весь проектный период разработки рекомендуется применение лифтов диаметром 89 мм ($d_{\text{НКТВН}} - 76$).

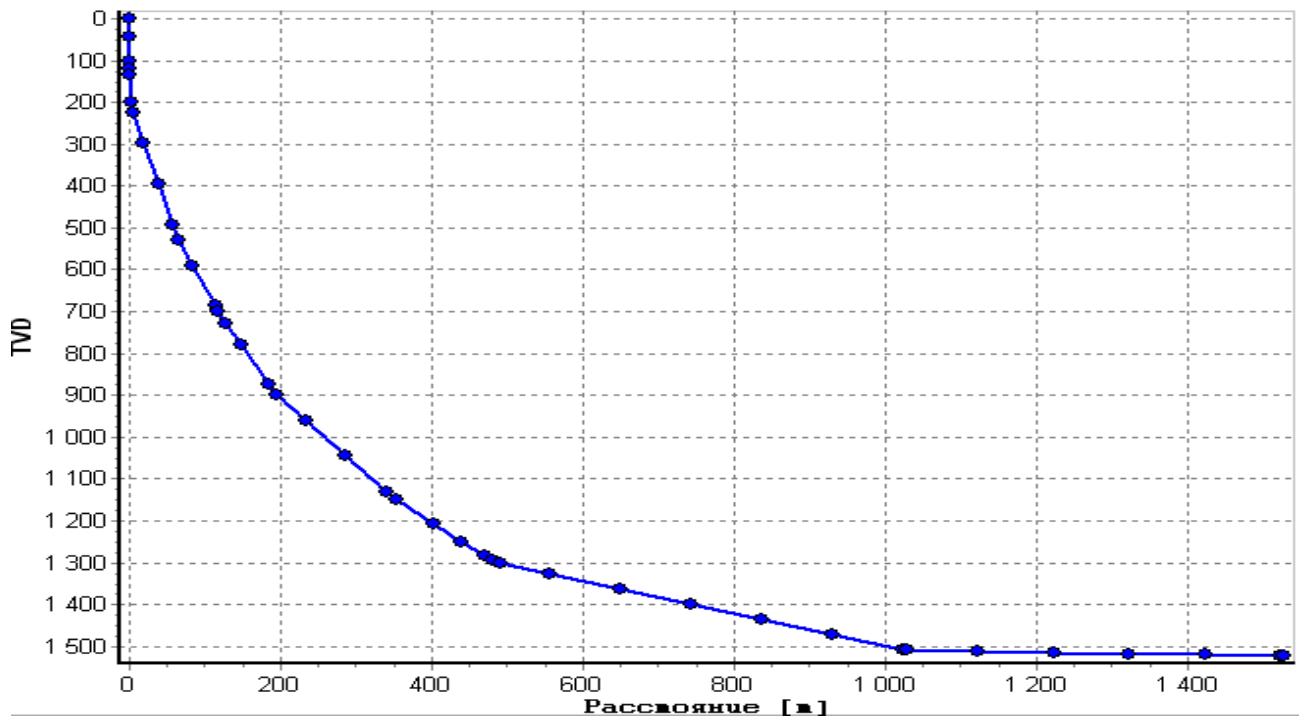


Рисунок 3.5 – Типовой профиль скважины волжского яруса

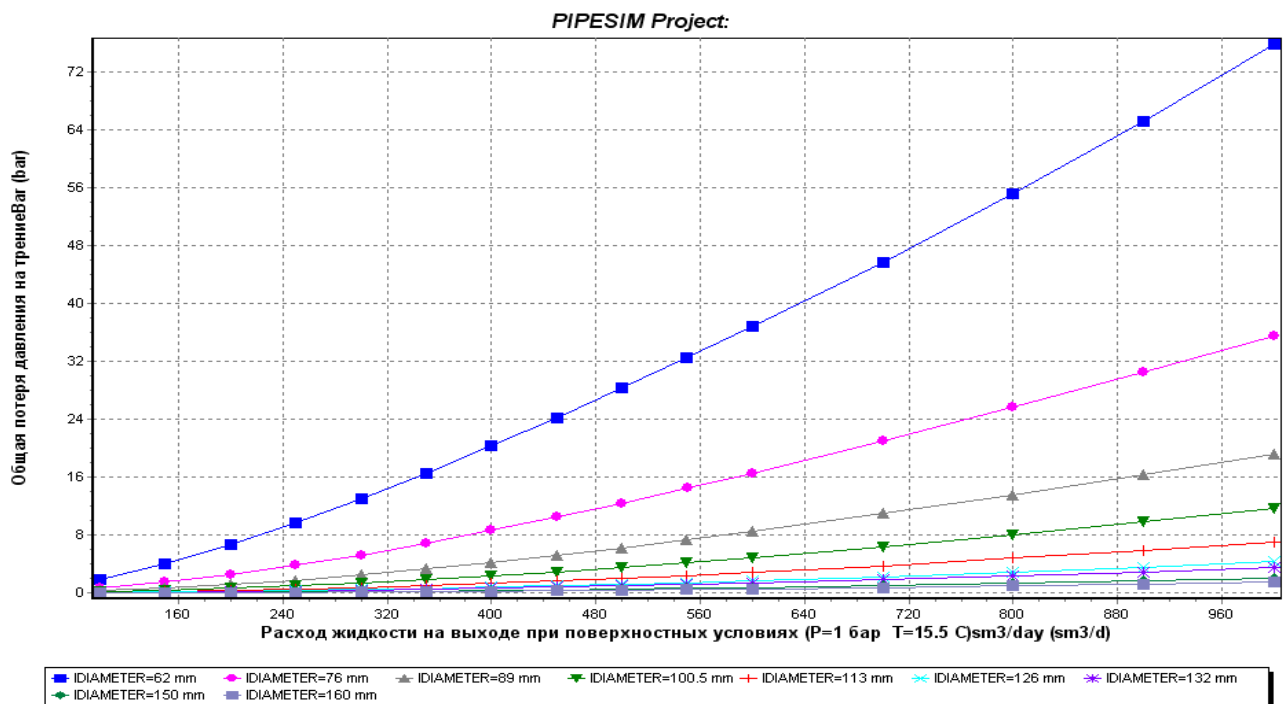


Рисунок 3.6 – Потери давления в стволе скважины волжского яруса от дебита жидкости с различными диаметрами НКТ

Длина подвески НКТ для скважин определяется в зависимости от удаления забоя от вертикали.

На основании представленных расчетов и рекомендаций по применению лифтовых колонн, в зависимости от прогнозных показателей отборов жидкости, проведен анализ существующего оборудования скважин, эксплуатирующих продуктивные объекты месторождения им. Ю. Корчагина.

В таблице 3.1 представлены максимальные и средние значения отборов жидкости и применяемые НКТ.

Таблица 3.1 – Показатели работы добывающих скважин на неокомском и волжском ярусах месторождения им. Ю. Корчагина

№ скв	Наружный диаметр НКТ, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Дебит жидкости максимальный, м ³ /сут	Дебит жидкости средний, м ³ /сут
11	88.9	6.45	770	309
12	88.9	6.45	1147	361
14	88.9	6.45	621	194
104	88.9	6.45	1006	583
107	114.3	6.9	850	436
109	114.3	6.9	1600	1110
110	88.9	6.45	859	367
113	88.9	6.45	991	540
114	114.3	6.9	693	347
116	114.3	6.9	1578	1510

Согласно представленной таблице, при вводе скважин в эксплуатацию, наблюдались высокие отборы жидкости. В дальнейшем, отборы по скважинам снижались и спущенные лифтовые колонны соответствуют расчетным рекомендациям по применению колонн диаметрами 89 и 114 мм, в зависимости от прогнозных отборов жидкости. Исключение составляют скважины № 107 и 114, в которые спущены лифты диаметром 114 мм при отборах на уровне 436 и

347 м³/сут. В связи с этим, при проведении планового текущего ремонта на этих скважинах рекомендуется провести замену труб диаметром 114 мм на НКТ диаметром 89 мм.

Устья скважин оборудуются специальной моноблочной горизонтальной фонтанной арматурой.

Фонтанная арматура должна обеспечивать:

- подвеску лифтовых труб диаметра, соответствующего уровням отбора жидкости;
- надежное разобщение трубного и межтрубного пространств;
- возможность закачки жидкости глушения или ингибиторов в межтрубное пространство;
- возможность закачки реагентов для обработки призабойной зоны пласта в трубы;
- возможность спуска геофизических приборов и других устройств с использованием канатной техники;
- возможность герметизации гидравлических и электрических линий связи с глубинными приборами и устройствами.

Необходимо отметить, что устьевое оборудование должно комплектоваться, во-первых, запорной арматурой, как с ручным, так и с механическим приводом; во-вторых, герметичными вводами для линий управления клапаном-отсекателем и кабелей связи с глубинными датчиками; в-третьих, для скважин, планируемых для перевода на газлифт, подвеской однорядного лифта (диаметр 89, 114 мм) с подключением кольцевого пространства к линии закачки газа; в-четвертых, станцией управления работы гидравлических задвижек.

Ряд скважин добывающего и нагнетательного фонда в дальнейшем переводятся под выработку запасов газовой шапки неокомской залежи.

На рисунке 3.7 представлены результаты расчетов по выбору необходимых диаметров лифтовых колонн.

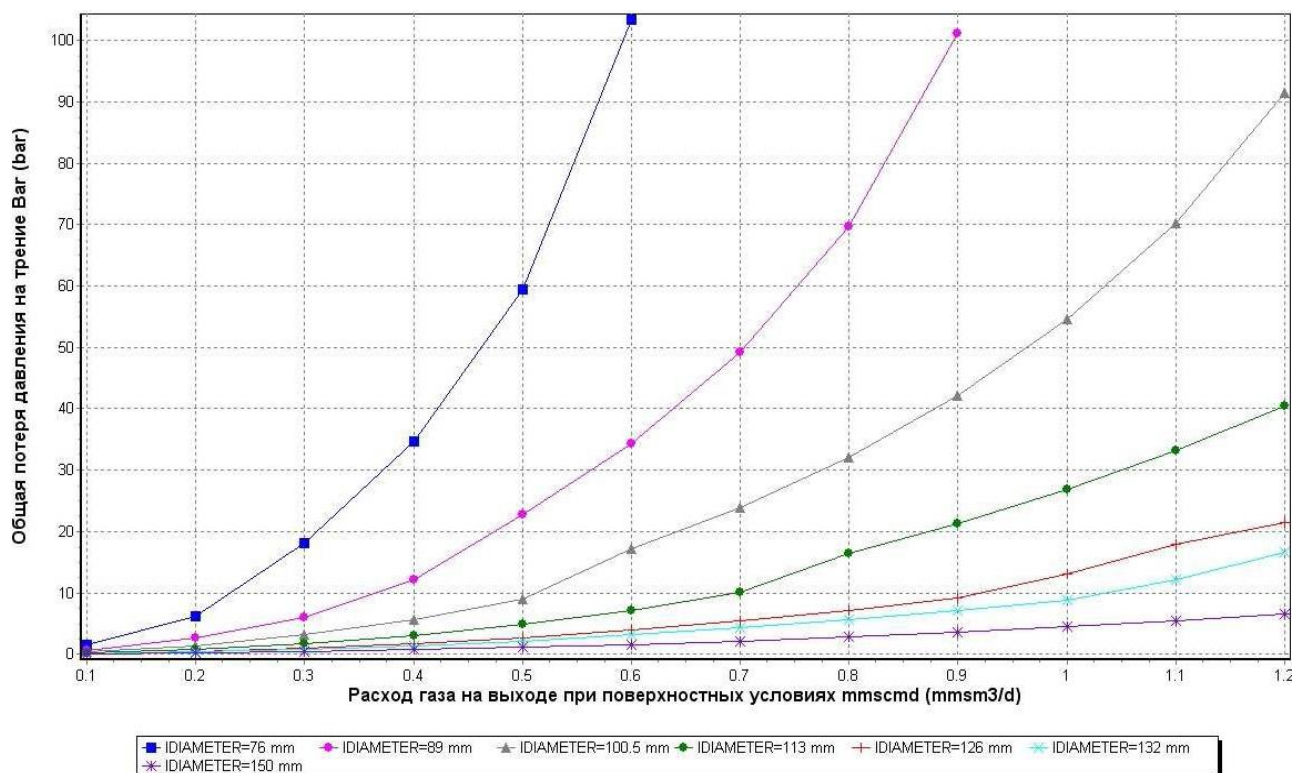


Рисунок 3.7 – Потери давления в стволе типовой скважины от дебита газа эксплуатирующую газовую шапку неокомской залежи

Максимальные проектные показатели скважин при добыче газа составляют порядка 1,2 млн. м³/сут. Согласно приведенным расчетам, для указанных отборов газа, минимальные потери давления на трение соответствуют колоннам с условным наружным диаметром 140 - 168 мм ($d_{\text{НКТВН}}=126 - 150$ мм). Учитывая, что разница потерь давления на трение для представленных типоразмеров колонн незначительна и составляет для максимальных отборов порядка 0.8-1.2 МПа, а также с целью унификации применяемого оборудования, рекомендуется применение колонн с условным наружным диаметром 140 мм.

3.2 Расчет критического дебита газа для выноса жидкости

После выбора необходимых лифтовых колонн для газовых скважин месторождения им. Ю.Корчагина были проведены расчеты по определению критического (минимально-допустимого) дебита газа, при котором на забое

газовой скважины не происходит накопления жидкости. Результаты расчетов представлены на рисунке 3.8.

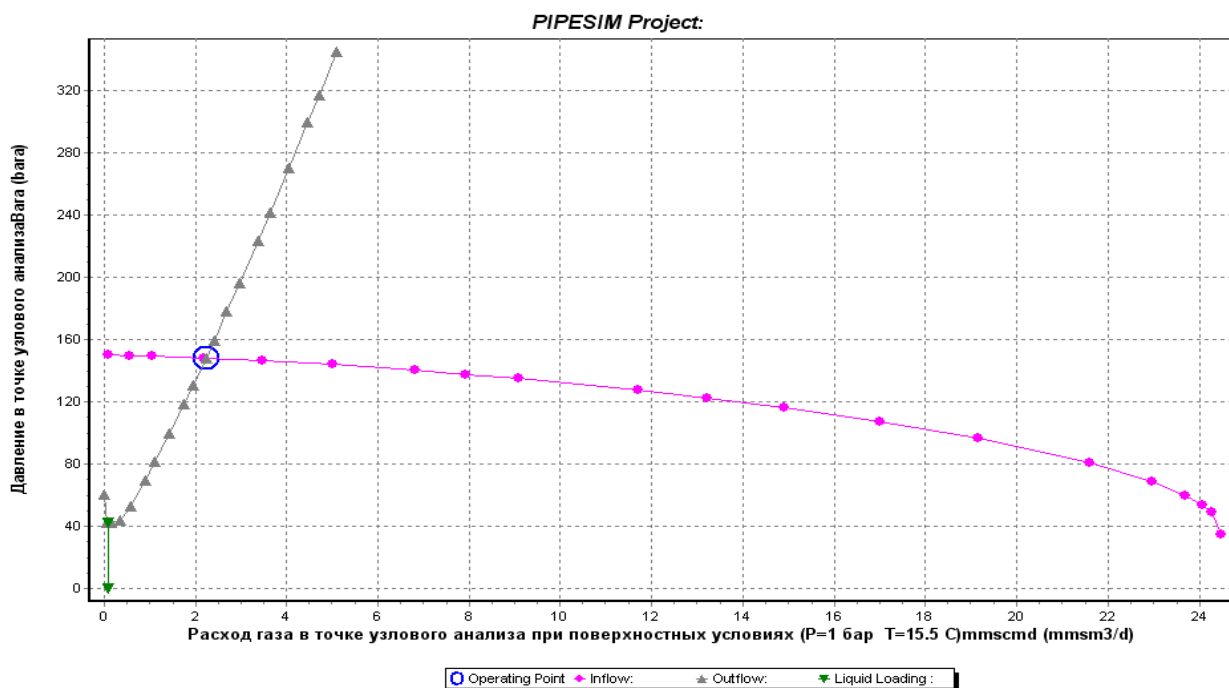


Рисунок 3.8 – Результаты расчета минимального значения дебита газа для проектных газовых скважин неокомского яруса, обеспечивающего вынос жидкости с забоя

На графике представлены кривая притока (Inflow) – поток флюида из пласта на забой скважины и кривая оттока (Outflow) – поток флюида от забоя до устья. Зеленая линия с проекцией на ось абсцисс, показывает минимальный дебит газа, при котором на забое скважины не происходит накопление жидкости.

Таким образом, на основании приведенных расчетов (см. рисунок 6.8), минимальный дебит газа для газовой залежи неокомского яруса составляет порядка 95 тыс. м³/сут.

Указанное ограничение по дебиту газа учитывалось при проведении расчетов показателей вариантов разработки.

Отличительными особенностями разработки неокомской залежи месторождения им. Ю. Корчагина является то, что вскрытие продуктивных отложений с различными характеристиками коллектора производится горизонтальными стволами большой протяженности и, в связи с наличием

газовой шапки и подстилающих вод, возникает необходимость регулирования отборов из зон с различными коллекторскими свойствами, с целью предотвращения прорывов газа и воды.

Для месторождения им. Ю. Корчагина рассмотрен вариант внутрискважинного оборудования с применением технологии «интеллектуального» заканчивания скважин.

В основе технологии «интеллектуального» заканчивания имеются возможности:

- эффективно эксплуатировать несколько разных продуктивных интервалов через одну скважину с целью оптимизации добычи;
- контролировать разработку залежи в каждой зоне, с целью увеличения конечной нефтеотдачи;
- выборочного интервального контроля прорывов газа и воды.

Обзор мирового опыта и предложений фирм-производителей показал, что наиболее широко применяются два вида устройств для регулирования притока:

- скважинные регулируемые клапаны, используемые для изменения расхода отбираемых из пласта флюидов. Данное оборудование позволяет оперативно, на основании данных внутрискважинного мониторинга, осуществлять регулирование отборов из каждой зоны, чем осуществляется равномерный приток по всей длине горизонтального участка. Управление осуществляется по гидравлическим линиям с поверхности в достаточно широком диапазоне;
- нерегулируемые забойные штуцера (эквалайзеры), которые позволяют вести отборы из каждой зоны с заранее заданными параметрами, рассчитанными на основании геофизических и гидродинамически исследований. Установка нескольких эквалайзеров в каждой зоне, позволяет распределить депрессию по длине горизонтального участка.

При применении в скважинах регулируемых клапанов, ограничения по количеству зон связано с возможностями изолирующих пакеров и устьевого

оборудования пропускать определенное число линий гидравлической и электрической связи. Применяемое на месторождении оборудование позволяет иметь на устьевой арматуре 9 герметичных вводов.

В качестве скважинного регулируемого клапана используется интервальный распределительный клапан с плавным регулированием, который представляет собой дистанционно управляемое скважинное устройство регулирования дебита, обеспечивающее управление величиной притока из разных зон.

Клапан является основной частью технологии «интеллектуального» заканчивания и используется где необходимо избирательное управление добычей или нагнетанием. Клапан позволяет оператору менять характеристики потока для интервала, не прибегая к внутрискважинным операциям.

При использовании эквалайзеров, количество зон может быть увеличено, так как отсутствует необходимость в проводке гидравлических линий управления клапанами.

При использовании штуцерных устройств (эквалайзеров), осуществляется разделение части ствола в продуктивной зоне на необходимое количество объектов с возможностью индивидуального контроля каждого из них, что обеспечивает равномерный приток по всей длине вскрытого интервала.

Штуцерное устройство создает определенный перепад давления пропорционально плотности жидкости и линейной скорости.

На основании условий конкретного пласта штуцеры предварительно регулируются, исходя из предполагаемых характеристик пласта, свойств флюида и величин расхода. Для получения необходимого эффекта регулировка должна соответствовать порядку величины перепада давления и коэффициенту продуктивности скважины. После уточнения неоднородности продуктивного пласта штуцеры могут заменяться (точно регулироваться) на буровой.

4 Экономическая часть

Целью экономической части работы является расчет затрат и прибыли разработки месторождения для выяснения экономической целесообразности разработки месторождения им. Ю. Корчагина.

4.1 Расчет стоимости основных производственных фондов

4.1.1 Расчет капиталовложений

Для реализации проекта по добыче нефти и газа на месторождении им. Ю. Корчагина необходимы следующие капиталовложения (таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Капиталовложения месторождения им. Ю. Корчагина

Наименование капитальных вложений	Кол-во	Стоимость оборудования, млн. рублей
Ледостойкая платформа -1 (ЛСП-1)	1	458
Ледостойкая платформа -2 (ЛСП-2)	1	546
Точечный причал	1	77
Плавучее нефтехранилище (ПНХ)	1	120
Подводный трубопровод	58 км	50
Оборудование для эксплуатации скважин		87
Наземная установка для погружного состава		26
комплекс оборудования для воздействия на пласт		36
Комплекс оборудования для эксплуатации морских шельфов		82
Конструкция оборудования забоев скважин		32
Внутрискважинное оборудование: Комплекс термостойкого оборудования для добычи нефти и газа: Труба теплоизолированная внутрискважинная ТК-114-73-350.		68
Пакер термостойкий ПТК 3К -140-350		15
Арматура термостойкая паровая АТПК -65-16-350.		12

Стоимость вышеперечисленного оборудования на данный год составляет 1609 млн. рублей, но так как месторождение им. Ю. Корчагина начал свое функциональное развитие в 2010 году, расходы по его проекту будут расти до 2017 года в связи с новым бурением скважин.

Расходы по транспортировке оборудования составляет 10% от стоимости оборудования.

Монтаж данного оборудования вычисляется в процентном соотношении от стоимости оборудования – 15%.

Расходы, связанные с бурением трех функционирующих скважин, составляет 98 млн. рублей.

Из вышеперечисленных данных можно узнать стоимость капиталовложений на конец 2012 года по формуле:

$$K_{\text{общ}} = K_1 + K_2 + K_3 + K_4, \quad (1)$$

где K_1 - стоимость оборудования;

K_2 - затраты на монтаж;

K_3 - транспортные расходы;

K_4 - расходы на бурение.

$$K_2 = K_1 \times 15\% = 1609 \times 0,15 = 241,3 \text{ млн. руб.}$$

$$K_3 = K_1 \times 10\% = 1609 \times 0,10 = 106,9 \text{ млн. руб.}$$

$$K_{\text{общ}} = 1609 + 241,3 + 106,9 = 1957,2 \text{ млн руб.}$$

Итого стоимость основных производственных фондов (капиталовложения)

$$K_{\text{общ}} = \underline{1957,2} \text{ млн. руб.}$$

4.1.2 Затраты на проектную эксплуатацию

Затраты на освещение платформы

Ввиду того, что на морской платформе нет линии электропередачи, используют дизельные генераторы.

Затраты на освещение $C_{\text{осв}} = 0,5$ млн. руб.

Затраты на технологию и на заработную плату

Технологические расходы представляют собой расходы, связанные с добычей нефти и газа. Значения представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Технологические расходы

Наименование статьи калькуляции	Значения
Расходы по искусственному воздействию на пласт, р./м ³	16
Расходы по сбору и транспорту нефти и газа, р./т жидкости	95
Расходы по технологической подготовке нефти, р./т жидкости	49
Экологический мониторинг, тыс.р./год	15000

Проектный уровень добычи нефти составляет 1437 тыс.т.

Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 0.813 т/м³.

Тогда:

- 1) Расходы по искусственному воздействию на пласт = $16 * 1437 / 0,813 = 28,3$ млн. рублей;
- 2) Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа = $95 * 1437 = 136,5$ млн. рублей;
- 3) Расходы по технологической подготовке нефти = $49 * 1437 = 70,4$ млн. рублей.

Итого расходы на технологические нужды составляют: $28,3 + 136,5 + 70,4 + 15 = 250,2$ млн. рублей.

Расчет заработной платы рабочих

На платформе 250 рабочих. Средняя заработная плата одного рабочего 80 000 руб./мес. Расходы по заработной плате в месяц составляют:

$ЗП = 0,08 \times 250 = 20$ млн. рублей.

В год на заработную плату отчисляется — 240 млн. рублей.

Отчисления на социальное страхование – 30 %.

$240 \times 30 \% = 72$ млн. рублей.

Фонд заработной платы с отчислениями на социальные нужды равняется:

$\Phi ЗП_{отч} = 240 + 72 = \underline{312}$ млн. рублей.

Затраты на обслуживание и ремонт платформы

Затраты составляют 15 000 тыс.р./скв.-год, которые включают в себя:

- 1) Содержание и эксплуатацию оборудования
- 2) Капитальный ремонт добывающих скважин
- 3) Цеховые расходы

Текущий фонд включает в себя 38 добывающих скважин.

$C_{обсл} = 15 \times 38 = \underline{570}$ млн. рублей.

Затраты по охране труда

Затраты по охране труда и технике безопасности могут быть исчислены исходя из средних затрат на одного рабочего в основном производстве в размере 0,030 млн. рублей в год.

Общие затраты труда на всех рабочих: $0,030 * 250 = \underline{7,5}$ млн. рублей

Итого суммарные затраты по всем статьям расходов составляет:

$C = \underline{1957,2} + \underline{0,5} + \underline{250,2} + \underline{312} + \underline{570} + \underline{7,5} = \underline{3097,1}$ млн. рублей.

Прочие расходы

Прочие расходы составляют 5% от суммарных затрат-

$C_{пр} = C \times 5\%$, (2)

где C - суммарные затраты, рублей

$C_{пр} = 3097,1 \times 0,05 = \underline{154,86}$ млн. рублей.

4.1.3 Амортизационные отчисления

В соответствии с классификатором для каждого оборудования имеется свой срок полезного использования, с помощью которого можно рассчитать

амортизацию. ПАО «Лукойл» применяет линейный метод начисления амортизации, который представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Срок полезного использования для оборудования

Наименование оборудования	Срок полезного использования, лет	Амортизация, %	Сумма амортизационных отчислений, млн.рублей/год
ЛСП-1	30	3,3	15,11
ЛСП-2	30	3,3	18,01
Точечный причал	30	3,3	2,5
Плавучее нефтехранилище	30	3,3	3,9
Оборудование для эксплуатации скважин	25	2,5	1,25
Наземная установка для погружения состава	25	2,5	2,2
Комплекс оборудования для воздействия на пласт	20	2	0,52
Комплекс оборудования для эксплуатации морских шельфов	20	2	0,72
Конструкция забоя скважин	20	2	1,64
Труба теплоизолированная внутрискважинная	27	2,7	0,86
Паркер термостойкий	15	1,5	1,02
Арматура термостойкая паровая	20	2	0,3
Трубопровод	27	2,7	0,32
ИТОГО			48,4

Итого сумма амортизационных расходов по оборудованию составляет 48,4 млн. рублей.

Смета годовых расходов представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Смета годовых расходов

№ п/п	Статьи расходов	Сумма расходов
1	Заработная плата рабочих с начислениями на социальное страхование	312
2	Затраты на электроэнергию (осветительную)	0,5
3	Затраты по текущему ремонту и обслуживанию оборудования	570
4	Амортизация оборудования	48,4
5	Затраты по охране труда	7,5
6	Затраты на технологию	250,2
7	Прочие расходы	154,86
	ИТОГО	1343,4

Итак, себестоимость разработки месторождения без оборудования им. Ю. Корчагина составляет 1343,4 млн. рублей.

4.2 Расчет прибыли

Известно, что предприятие реализует 1 м³ нефти по 60\$ за баррель = 3420 рублей (1\$ - 57 рублей на текущий момент). 1 баррель нефти равен – 0,1364 т.

Проектная производительность скважины по данным ПАО «Лукойл» по добычи нефти составляет – 1437 тыс. т/год.

$$1437000 / 0,1364 = 10535190 \text{ баррелей.}$$

Тогда годовая выручка по нефти составит: $ВР = 10535190 * 3420 = 36\,030$ млн. руб.

Проектная производительность газа по данным ПАО «Лукойл» составляет 1 800 млн. м³/год. Газ реализуется по цене 3,80 рублей за 1 м³. Годовая выручка по газу составит:

$$ГВ = 1\,800 * 3,8 = 6\,840 \text{ млн. рублей/год.}$$

Общая годовая выручка составляет:

$$ГВ \text{ общ} = 36030 + 6840 = 42\,870 \text{ млн. рублей.}$$

Годовая валовая прибыль:

$$П = В - З = 42870 - 1343,4 = 41\,525,6 \text{ млн. рублей}$$

Налог на прибыль по ставке $u = 20\%$. Тогда чистая прибыль, которая остается на предприятии:

$$\Pi_ч = \Pi \cdot (1 - 0,20) = 41535,6 \times 0,80 = \underline{33228,48} \text{ млн. рублей.}$$

Вывод: при проведении экономического расчета, можно сказать, что с реализацией данного проекта капиталовложения составили 1957,2 млн. руб., сумма годовых расходов по смете 1343,4 млн. руб., при продаже газа и нефти предприятие ПАО «Лукойл» получает в среднем ежегодно прибыль после налогообложения в размере 33228,48 млн. рублей.

5 Безопасность и экологичность

На предприятиях топливно-энергетического комплекса уделяется особое внимание обеспечению технической безопасности и противоаварийной устойчивости производств и объектов, так как выполнение технологических процессов осуществляется с использованием взрывопожароопасных и токсических веществ, которые при несоблюдении правил безопасности могут нанести серьезный вред человеку и окружающей среде.

Одним из крупнейших предприятий в сфере добычи нефти и газа является компания ПАО «Лукойл», которая занимается разработкой месторождения им. Ю. Корчагина.

Компания уделяет значительное внимание охране труда сотрудников и экологическим нормам производства, поскольку обеспечение безопасных условий труда, охраны окружающей среды, снижение аварийности и травматизма являются основными задачами современного производства.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рабочим местом оператора по добыче нефти и газа являются производственные помещения, пункт контроля управления, находясь на которых сотрудник подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов, выделяющихся в атмосферу легких фракций нефти и попутных газов. При выбросе в атмосферу большого количества попутного газа содержание кислорода в воздухе резко снижается, атмосфера насыщается парами нефти и сопутствующих веществ.

В процессе выполнения работ возникают опасные и вредные производственные факторы:

- физические: шумовое воздействие от работающего оборудования; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;

- химические: пары нефти, природный (попутный) нефтяной газ, спирт метиловый (метанол), сероводород, угарный газ, реагенты; токсическое воздействие на органы дыхания; кожные покровы и слизистые оболочки; оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам;

- психофизиологические: нервно-психические и эмоциональные перегрузки, монотонность труда.

Высокий уровень электрификации промыслов и жесткие условия эксплуатации электрооборудования (влажность, перепад температур, наличие горючих, взрывчатых и агрессивных веществ) могут привести к электротравмам, возникающим при контакте с токоведущими частями, при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нормально токонепроводящих частях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов. Опасность поражения человека взрывом, либо отравление газами или поражение при выбросе нефти возможны из-за неисправности арматуры скважины или сборного коллектора. Также возникновению взрыва может предшествовать искра, образовавшаяся в результате замыкания кабеля. Аварийные ситуации могут возникнуть при подъеме спускоподъемного оборудования [1].

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4 % к начисленной оплате труда [2].

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит в закрытом пространстве на ледостойкой стационарной платформе месторождения им. Ю. Корчагина, которое расположено в Астраханской области в климатическом регионе IV (I), средняя температура воздуха зимних месяцев равна -1°C , средняя скорость ветра из

наиболее вероятных величин равна 2,7 м/с [2].

Район месторождения им. Ю. Корчагина относится к зоне континентального климата. Среднегодовая температура равна 10°C. В районе месторождения в целом за год преобладают ветры юго-восточного направления. Скорость ветра над морем в среднем составляет 3 м/с. За год выпадает осадков в среднем 156 мм, из них за теплый период 50-100 мм, за холодный – 30-70 мм. Минимум осадков приходится на февраль-март (до 10 мм), максимум на июнь-июль (до 22 мм). Осадки в основном выпадают в виде дождя.

Помещение, в котором работает оператор, оборудуются системами центрального отопления и приточно-вытяжной вентиляции.

Характеристики микроклимата воздуха рабочей зоны представлены в таблице 5.1 [3].

Таблица 5.1 - Оптимальные и допустимые нормы температуры, влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений оператора по добычи нефти

Период года	Температура, °C				Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с		
	Оптимальная	Допустимая				Оптимальная	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных	Оптимальная	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных
		Верхняя граница		Нижняя граница					
		На рабочих местах							
Пост.	Непост.	Пост.	Непост.	Оптимальная	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных	Оптимальная	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных		
Холодный	17-19	21	23	15	13	40-60	75	0,2	Не более 0,4
Теплый	20-22	27	29	16	15	40-60	70 (при 25°C)	0,3	0,2-0,5

Работы, выполняемые оператором по добыче нефти и газа по энергозатратам относятся к категории Пб. Это работы, связанные с ходьбой и

переноской тяжестей (до 10 кг), сопровождающиеся умеренными физическими нагрузками [4].

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Высота цеха составляет 6 м, площадь 60 м², объем 140 м³, что соответствует установленным нормативам [5].

Общее освещение в цехе должно быть не менее 200 лк, коэффициент естественной освещенности КЕО при верхнем освещении не менее 1,8%, при боковом – не менее 0,6% [6].

В основную деятельность оператора входит снятие показания со счетчиков, наблюдение за общим технологическим процессом, ремонт наземного оборудования, следовательно, для оператора принимаем разряд зрительной работы V подразряд б. Показатели производственного освещения представлены в таблице 5.2 [11].

Таблица 5.2 – Показатели производственного освещения

Характер зрительной работы		Малой точности	
Размер объекта различения, мм		1 – 5	
Разряд зрительной работы		V	
Подразряд зрительной работы		б	
Контраст объекта с фоном		Малый Средний	
Характеристика фона		Средний Темный	
Искусственное освещение	Освещенность при общем освещении	200	
	Показатель ослепленности	40	
	Коэффициент пульсации	20	
Естественное освещение	КЕО, e_n , %	при верхнем	3
		при боковом	1
Совмещенное освещение	КЕО, e_n , %	при верхнем	1,8
		при боковом	0,6

В помещениях и наружных установках, где возможно образование

опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [7].

Уровень шума на рабочем месте оператора ОПЗ не должен превышать 60 дБ [8]. Предельно допустимый уровень напряженности электромагнитных полей на рабочем месте в течение смены равен 5 кВ/м [9].

В воздухе рабочей зоны оператора по добыче нефти и газа имеются вредные вещества (толуол, ксилол и т.д.), соответствующие 3 классу опасности – умеренно опасные [3].

Защитные свойства спецодежды определяются тканями, из которых они изготовлены. К тканям предъявляются такие требования, как хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоёмкость. Спецобувь предназначена для предохранения ног от механических повреждений и от действия кислот, щелочей, воды. Операторы по добыче нефти и газа обеспечиваются спецодеждой и средствами индивидуальной защиты:

- костюм для защиты от воды;
- костюм с огнезащитной пропиткой;
- головной убор;
- сапоги резиновые лёгкие;
- перчатки резиновые;
- очки защитные;
- костюм на утепляющей прокладке;
- сапоги утепленные;
- шапка тёплая; перчатки шерстяные [7].

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

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

Основными вредными веществами являются: пары нефти, нефть и природный (попутный) нефтяной газ, спирт метиловый (метанол), сероводород, угарный газ, реагенты.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 5.3 [12].

Таблица 5.3 - Характеристика вредных веществ и их ПДК

№	Вещество	Химич. формула	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Температура, °С		НКПР, КПР, % об.
						вспышки	самовоспла- менения	
1	Углеводороды	C ₂₋₁₀ H ₆₋₂₄	300 (ср. сменный) 900 (макс. разреш.)	4	Вызывают неустойчивость нервной системы, зуд кожи	7-44	255-450	1,3/6,5
2	Метанол	CH ₄ O	5 (макс. разреш)	3	Отравление	6	440	6,98/34,7
3	Сероводород	H ₂ S	10 (макс. разреш)	2	Отравление	-	260	4/46
4	Угарный газ	CO	20 (макс. разреш)	4	Ухудшает отдачу кислорода тканям	-	610	12,5/74

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом в производственные помещения и проведением газоопасных работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует произвести вентиляцию помещения, при невозможности проведения вентиляции необходимо применить соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогазов и шлангов.

В рабочих помещениях установлены распределительные устройства и сети, в схемы которых входят рубильники с переключателями и предохранителями, автоматические выключатели, контакторы с аппаратурой автоматического ввода резерва, а также аппаратура измерения или учета. На рабочем участке оператора по добыче нефти и газа используются сети напряжением 380 В.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током [13].

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В процессе трудовой деятельности оператор ДНГ наиболее часто находится в следующих помещениях: АГЗУ, БГ.

АГЗУ по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А (высшая). БГ в зависимости от состава перекачиваемой жидкости относится к категории А или Д (помещения, содержащие негорючие вещества и материалы в холодном состоянии) [14].

Основными причинами пожаров являются:

- халатное и неосторожное обращение с огнем (курение, оставление без присмотра нагревательных приборов, разогрев деталей открытым огнем т.п.);
- неисправность отопительных и вентиляционных систем;
- неисправность производственного оборудования, нарушение технологических процессов (выделение горючих газов, пыли);
- самовоспламенение или самовозгорание некоторых веществ и материалов при нарушении правил их хранения и использования;

- искрение в электрических аппаратах и машинах; токи коротких замыканий и значительные перегрузки проводов и обмоток электрических устройств, вызывающие их нагрев до высокой температуры;
- плохие контакты в местах соединения проводов, приводящие к увеличению переходного сопротивления, на котором выделяется большое количество тепла.

В Таблице 5.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [2].

Таблица 5.4 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

Для защиты производственных помещений от пожара применяется дренчерная системы пожаротушения.

Для технологических зон, содержащих углеводороды, минимальная интенсивность орошения по раствору вода/пена составляет 12 л/мин на квадратный метр, для зон устьев скважин интенсивность орошения составляет 20 л/мин на квадратный метр.

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

- огнетушитель пенный – 8шт.;
- ломы – 2шт.;
- топоры – 2шт.;

- багры – 2шт.;
- ведра пожарные – 4шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [15].

Целью расчета является определение необходимой подачи воды в дренчерную систему для защиты технологического и бурового комплексов и выбор оборудования.

Для борьбы с пожаром система должна обеспечить подачу воды на орошение:

- зоны устьев скважин № 2 (орошение на 2 уровнях) (B3-5-001);
- зоны устьев скважин № 1 (орошение на 2 уровнях) (B2-5-001);
- помещения технологического оборудования №3 (D5-5-001);
- помещения технологического оборудования № 4 (D5-6-001);
- помещения буровых насосов и цистерн бурового раствора (D6-5-001) и помещения пескоотделителей (D6-6-001);
- помещения технологического оборудования № 1 (D7-5-001);
- помещения технологического оборудования № 2 (D7-6-001);
- помещения коагуляторов (D22-5-001, D22-6-001);
- помещение сепараторов (D22-7-01, D22-8-051) [16].

Потребность системы в воде определяется, исходя из условия обеспечения интенсивности ее подачи: 12,2 л/мин на м² - для технологических зон; 20 л/мин на м² - для зоны устья скважин [16].

Расчет расхода воды и количества распылителей, требуемых для орошения вышеперечисленных потребителей, представлен в таблице 5.5. Принятое количество распылителей (314 шт.) с расходом воды на один распылитель 14,5 м³/ч обеспечит работу системы с требуемой интенсивностью подачи воды

Таблица 5.5 - Расчет расхода воды и количества распылителей

Наименование защищаемой поверхности	Площадь F, м ²	Интенсивность орошения, л/мин/м ²	Расход воды Q = q x F, м ³ /ч	Количество распылителей при расходе воды одним распылителем 14,5 м ³ /ч
Зона устьев скважин №1 (B2-5-001) (орошение на 2-х уровнях)	2x226,0	20,0	542,4	38 шт.
Итого по зоне B2:			542,4	38 шт.
Зона устьев скважин №2 (B3-5-001) (орошение на 2-х уровнях)	2x226,0	20,0	542,4	38 шт.
Итого по зоне B3:			542,4	38 шт.
Помещение технологического оборудования №3 (D5-5-001)	536,0	12,2	392,35	27 шт.
Помещение Технологического оборудования №4 (D5-6-001)	536,0	12,2	392,35	27 шт.
Итого по зоне D5:			784,7	54 шт.
Помещение буровых насосов и цистерн бурового раствора (D6-5-001) и в помещение пескоотделителей (D6-6-001)	1014,0	12,2	742,25	52 шт.
Итого по зоне D6:			742,25	52 шт.
Помещение технологического оборудования №1 (D7-5-001)	441,0	12,2	322,8	23 шт.
Помещение технологического оборудования №2 (D7-6-001)	441,0	12,2	322,8	23 шт.
Итого по зоне D7:			645,6	46 шт.
Подвыщечное основание, зона M8 (орошение ног буровой установки на высоту ворот, орошение превентора и манифольдов)	325,0	20,0	390,0	27 шт.
Итого по зоне M8:			390,0	27 шт.
Помещение коагуляторов (D22-5-001, D22-6001)	417,0	12,2	305,24	21 шт.
Помещение сепараторов (уровень 47750)	370,0	12,2	270,84	19 шт.
(уровень 57250) (D22-7-01, D22-8-051)	370,0	12,2	270,84	19 шт.
Итого по зоне D22:			846,92	59 шт.
Всего:				314 шт.

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Основными аварийными ситуациями при добыче нефти и газа являются:

- открытое фонтанирование;
- утечка химических веществ и реагентов;
- взрывы горюче-смазочных материалов;
- короткие замыкания и удары током.

В случае обнаружения аварийной ситуации персоналу кустовой площадки необходимо:

- прекратить все работы;
- приступить к эвакуации других сотрудников из опасного местоположения и ограничить проход людей в опасную зону;
- доложить руководству о сложившейся ситуации;
- начать ликвидацию аварии или другой неисправности.

Для предотвращения аварийных ситуаций применяют специальные системы безопасности, которые основаны на:

- проведении постоянного мониторинга и контроля систем управления технологическим процессом;
- проведении постоянного мониторинга возможных источников опасности и устранения возможных источников возгорания;
- обеспечении систем звукового и визуального оповещения об отключении установки, аварийного сброса давления и пожаротушения [17].

Данный производственный объект относится ко II категории по группам ГО [18].

Общая численность работающих составляет 105 человек, численность наибольшей работающей смены – 55 человек.

На рабочих местах имеются специальные индивидуальные защитные заграждения. Все работающие полностью обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты. В производственном помещении имеется медицинская аптечка для оказания первой помощи пострадавшим.

Внешних и внутренних источников для образования вторичных факторов поражения при возможных авариях в непосредственной близости рассматриваемого участка нет.

Электроснабжение обеспечивается от дизельного генератора напряжением до 380 В. Связь осуществляется через проводную внутреннюю линию и через спутник. Тепло подается с помощью обогревателей, работающих от электросети.

5.7 Экологичность проекта

Технологические процессы в нефтяной и газовой промышленности могут сопровождаться выбросами в почву, в водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, которые их загрязняют.

Источниками возможных загрязнений являются: резервуары, технологические емкости, установки по подготовке нефти, нефте- и газопроводы.

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо:

- оборудование дыхательными клапанами резервуаров нефти, исключающими значительные потери углеводородов;
- должен быть предусмотрен сброс с предохранительных клапанов и улавливание газового конденсата, воды и нефтешламов в дренажные емкости;
- использование пневматической системы управления технологическим процессом с индикацией основных технологических параметров на центральный пункт управления установкой, в случае аварийного отключения данная система управления позволяет перейти к безопасному и организованному отключению установки;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- автоматизация и дистанционный контроль за всеми технологическими процессами;

- размещение вредных и пожаро-, взрывоопасных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, с предохранительными клапанами;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу.

Проанализировав состояние окружающей среды в зоне разработки месторождения им. Ю. Корчагина можно сделать вывод, что уровень обеспечения экологической безопасности проекта достаточно высок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе проведён анализ разработки месторождения имени Юрия Корчагина. Изначально была кратко разобрана геология, характер взаимосвязи с соседними месторождениями шельфа Каспия. Полученные данные в ходе ввода скважин первого типа показали, что строение коллекторов отличается от первоначальной интерпретации. Также в ходе разработки месторождения им. Ю. Корчагина появилась серьезная проблема – прорыв газа к забоям добывающих скважин из газовой шапки неокома.

Исследования причин и источников прорыва газа во время разработки показали более тесную гидродинамическую связь между неокомским надъярусом и волжским ярусом, через возможные зоны разуплотнения, подтверждённые моделированием и трассерными исследованиями.

Контроль над разработкой на месторождении по всем добывающим скважинам регулярен. Постоянно ведутся замеры дебитов, обводненности добываемой продукции скважин, газового фактора. Замеры добываемой продукции производятся с помощью трехфазных расходомеров. Во всех добывающих скважинах непрерывно осуществляются замеры забойного и устьевого давлений. Все это неоспоримо помогает анализировать и совершать верное и обоснованное регулирование разработки.

Для интенсификации добычи рекомендуется качественное вскрытие пласта, которое обеспечит сохранение коллекторских свойств продуктивных отложений. С этой целью предусмотрено применение специальных инвертно-эмульсионных буровых растворов на углеводородной основе, которые позволят сохранить естественную проницаемость.

Исходя из программ опытно-промышленных работ, которые проводились на разных месторождениях, рекомендуется провести испытания системы пассивного регулирования притока нового поколения с ограничителем расхода

газа, провести испытания адаптивных устройств регулирования притока – устройства, способные подстраиваться под изменяющиеся со временем характеристики притока жидкой и/или газообразной фазы. Для решения задач по регулированию притока необходимо провести испытания интеллектуального заканчивания скважин с применением активных устройств регулирования притока, на которые возлагаются наибольшие надежды для оптимальной эксплуатации.

Не выполнения решений по предыдущим проектным документам связаны:

- с более поздним вводом скважин в разработку;
- фактический средний дебит по нефти скважин оказался ниже проектного (фактическая протяженность скважины по коллектору оказалась меньше проектной, фактическая обводненность новых добывающих скважин по некому оказалась в среднем в 6 раз больше проектной 32,3% и 5,5% соответственно, продолжение роста газового фактора);
- фактический фонд добывающих скважин ниже проектного.

В ходе работ по поиску причин и путей минимизации прорывов газа в добывающие скважины, а также определения оптимальных траекторий новых добывающих скважин были получены следующие выводы:

1. Природные факторы внедрения газа в нефтяную оторочку месторождения им. Ю.Корчагина приводят к последовательному сокращению ее толщины;

2. Из числа рассмотренных причин влияния на газонефтяное отношение (ГНО) наиболее информативной оказалась зависимость отношения газ-нефть в продукции скважин от угла наклона продуктивного пласта;

3. В центральном блоке отсутствуют участки с низкими значениями ГНО. В силу его наиболее высокого гипсометрического положения, более высоких значений угла падения пласта, повсеместно высокой газонасыщенности нефти и концентрации углеводородных газов (УВГ) (плотности запасов газа);

4. Определена площадь распространения участков с низкими значениями ГНО (западный и восточный блоки с углами падения пласта 1,0...2,5° и средним

значением ГНО), куда целесообразно направить горизонтальные секции проектных добывающих скважин с целью минимизации повышенного прорыва газа в нефтяную оторочку.

Поскольку залежи неокома и волжского характеризуется обширными подгазовыми и водонефтяными зонами, первые годы эксплуатации показали, что основной проблемой разработки месторождения является загазование скважин из-за прорыва газа газовой шапки залежи неокома. Поэтому для выравнивания профиля притока в горизонтальном стволе скважин и изоляции прорывов газа и/или воды рекомендуется вводить скважины с «интеллектуальным» заканчиванием, которое состоит из регулируемых секционных фильтров, позволяющих разделить горизонтальный участок на несколько интервалов, и при необходимости (загазование, обводнение) проводить их селективное отключение.

В специальной части были проведены расчеты по подбору оптимального диаметра фонтанных труб с целью минимизации потерь давления при движении флюида. В результате расчетов была сделана рекомендация по замене труб на скважинах № 107 и №114 диаметра 114 мм на НКТ диаметром 89 мм. После выбора необходимых лифтовых колонн для газовых скважин месторождения им. Ю.Корчагина были проведены расчеты по определению критического (минимально-допустимого) дебита газа, при котором на забое газовой скважины не происходит накопления жидкости. Таким образом, на основании приведенных расчетов, минимальный дебит газа для газовой залежи неокомского яруса составляет порядка 95 тыс. м³/сут.

В экономической части дипломного проекта для выяснения экономической целесообразности разработки месторождения был произведен расчет стоимости основных производственных фондов и прибыли компании. По данным расчетам за год эксплуатации месторождения предприятие ООО «Лукойл» получит чистую прибыль в размере 33228,48 млн. рублей.

В разделе безопасности и экологичности проекта были освещены основные опасные и вредные производственные факторы, возникающие при

работе на ледостойкой стационарной платформе, а также был произведен расчет расхода воды и количества распылителей для обеспечения пожаробезопасности технологических и буровых комплексов.

Исходя из вышеуказанного материала, можно сделать заключение, что данная квалификационная работа достигла поставленных целей. Проведенный анализ позволит исправить сложившуюся ситуацию на изучаемом месторождении, а также позволит предотвратить схожие проблемные ситуации, при не столь далёкой дальнейшей разработке месторождений Каспия, а может даже и Арктики.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

им. Ю. Корчагина – имени Юрия Корчагина
НПС – нефтеперекачивающая станция
КС – компрессорные станции
УВ – углеводороды
ГКЗ - государственная комиссия по запасам
ГНК – газонефтяной контакт
ВНК – водонефтяной контакт
ГВК – газоводяной контакт
ЭЦН – электроцентробежный насос
ШГН – штанговый глубинный насос
ПГИ – промыслово-геофизические исследования
ЛСП – ледостойкая стационарная платформа
ГС – горизонтальная скважина
ГТМ – геолого-технические мероприятия
КИН – коэффициент извлечения нефти
БК – блок-кондуктор
ГИС – геофизическое исследование скважин
ППД – поддержание пластового давления
ГШ – газовая шапка
АСРП – адаптированная система регулирования притока
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ГНО – газонефтяное отношение
УКП – устройства контроля прорыва
ПНХ – плавучее нефтехранилище
ПДК – предельно-допустимая концентрация
МП – магнитное поле
ЭП – электрическое поле

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.3.002-75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности, 1976.
2. Безопасность жизнедеятельности: учеб. -метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост.: Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016.
3. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, 1989.
4. ГОСТ 22269-76. СЧМ. Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования, 1978.
5. СНиП 2.2.1/2.1.1.2361-08 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», 2008.
6. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности, 1985.
7. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», 2009.
8. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности, 1984.
9. ГОСТ 12.1.002-84. ССБТ. Электрические поля промышленной частоты, 1986.
10. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация, 1990.
11. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение», 2011.
12. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно-допустимые концентрации (ПДК), 2009.

13. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», 2003.
14. СП 2.13.130.2012 «Система противопожарной защиты», 2012.
15. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям», 2009.
16. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ. Российский Морской Регистр Судоходства, 2006 г.
17. СП 5.13130.2009 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические.
18. Постановление Правительства РФ от 3 октября 1998 г. N 1149 "О порядке отнесения территорий к группам по гражданской обороне".
19. Бочкарев А.В., Разломно-блоковое строение месторождений Ракушечно-Широтной зоны поднятий по данным сейсмических и промыслово-геофизических исследований /А.В. Бочкарев, Е.А. Калинина, В.А. Бочкарев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. - № 4. - С. 4-14.
20. Бочкарев В.А., Концепция поэтапного формирования и размещения залежей углеводородов в акватории Среднего Каспия / В.А. Бочкарев, С.Б. Остроухов // Нефтепромысловое дело -М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. - № 12. - С. 5-9.
21. Глумов И.Ф. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / И.Ф. Глумов. – М.: Недра 2004.
22. Комплексное обоснование разломно-блокового строения месторождения им. Ю. Корчагина / А.В. Бочкарев [и др.] -М.: Каротажник, 2012. - № 9 (222). - С. 62-68.
23. Лебедев Л.И., Каспийское море: Геология и нефтегазоносность / Л. И. Лебедев [и др.] - М.: Наука, 1987. – 295 с.

24. Новиков А.А., Геологический источник оптимизма: перспективы нефтегазоносности Российского Каспия / А.А. Новиков -М.: Нефтегазовая вертикаль. – 2002. – С. 80-82.

25. Прогноз и подготовка к бурению новых нефтегазоперспективных объектов в мезозойско-кайнозойском комплексе на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в пределах Каспия / ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». - 2005.

26. Резников А.Н. Геологические критерии миграции нефти в Прикумской нефтегазоносной области / А.Н. Резников М. // Геология нефти и газа. – 1967. - № 9. - С. 42 - 46.

27. Строение верхней части осадочного чехла по данным геоакустического профилирования / Каспийское море: геология и нефтегазоносность. – М.: Наука, 1987. – С. 105-114.

28. Шейкина А.Ф. Закономерности размещения и условия формирования скоплений УВ в российском секторе Каспия / А.Ф. Шейкина: Отчет ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»; – Инв. № К-162. - Волгоград, 2002. – Т. 3. - 254 с.

29. Зубарева В. Д. Инвестиционные нефтегазовые проекты: эффективность и риски / Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф.-М.: Недра, 2010 – 259 с.

30. Правила классификации и постройки морских судов. Российский Морской Регистр Судоходства, 2005 г.

31. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ. Российский Морской Регистр Судоходства, 2006 г.