

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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**  
21.03.01 Нефтегазовое дело  
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СКВАЖИНАМИ С  
БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ НА ПРИМЕРЕ  
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ИМЕНИ ЮРИЯ КОРЧАГИНА**

Руководитель \_\_\_\_\_ доцент, к.т.нМ.Т. Нухаев  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ В.О. Бобров  
подпись, дата

Консультанты:  
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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

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

Студенту Боброву Виталию Олеговичу

Группа ЗНБ12-04

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Особенности разработки месторождения скважинами с большим отходом от вертикали на примере нефтегазоконденсатного месторождения имени Юрия Корчагина

Утверждена приказом по университету № 6612/с от 24.05.2017г.

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, доцент, к.т.н кафедры РЭНГМ ИНиГ СФУ

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

Перечень разделов ВКР:

- 1.Геолого-физическая характеристика месторождения;
- 2.Характеристика текущего состояния разработки;
- 3.Заканчивание длинных горизонтальных скважин;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

М.Т.Нухаев

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

В.О.Бобров

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 66 страниц, 14 рисунков, 10 таблиц и 28 источников литературы.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА, ШЕЛЬФ КАСПИЙСКОГО МОРЯ, ГАЗОКОНДЕНСАТОНЕФТЯНАЯ ЗАЛЕЖЬ, БУРЕНИЕ, РАЗРАБОТКА, ДОБЫЧА НЕФТИ, НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННАЯ СКВАЖИНА, РАЗВЕТВЛЕННО-ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА.

Объектом исследования является разработка месторождения имени Юрия Корчагина на шельфе Каспийского моря.

Целью работы является анализ существующих подходов к заканчиванию горизонтальных скважин на данном месторождении и оценка эффективности различных систем заканчивания для контроля прорывов воды и газа.

В работе приведены сведения о геолого–физической характеристике месторождения имени Юрия Корчагина, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

В процессе работы проводились поисковые исследования по технологиям заканчивания скважин с большим отходом от вертикали.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор MicrosoftWord, таблицы и графики выполнялись в MicrosoftExcel. Презентация подготовлена с помощью MicrosoftPowerPoint.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
1 .....Геолого-физическая характеристика месторождения им.Ю.Корчагина .....	5
1.1 Общие сведения о месторождении.....	5
1.2 Геологическое строение месторождения .....	8
1.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов .....	18
1.4 Сведения о запасах углеводородов .....	20
2 .....Характеристика текущего состояния разработки месторождения .....	233
2.1 Текущее состояние разработки месторождения .....	23
2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	31
2.3 Методы интенсификации добычи нефти .....	35
3 Заканчивание длинных горизонтальных скважин.....	39
3.1 Использование длинных горизонтальных скважин на месторождении им.Ю.Корчагина.....	39
3.2 Модификация системы заканчивания длинных горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали .....	46
4 Безопасность и экологичность.....	53
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	53
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	54
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования .....	55
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	56
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	58
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	59
4.7 Экологичность проекта .....	60
Заключение .....	62
Список сокращений.....	63
Список использованных источников .....	64

## ВВЕДЕНИЕ

Одним из главных направлений развития ресурсной базы углеводородов в России являются шельфовые проекты. Российским добывающим компаниям жизненно необходим опыт работа на подобных проектах. Одним из таких проектов, запущенных в недавнее время является месторождение им.Ю.Корчагина.

Месторождение им.Ю.Корчагина, расположенное в российском секторе Каспийского моря, стало первым нефтегазоконденсатным месторождением в данном регионе, введенным в промышленную эксплуатацию ОАО «ЛУКОЙЛ».

Весной 2010 года на месторождении получена первая промышленная нефть. Разработку месторождения планируется вести системой сверхпротяженных скважин длиной от 3000 до 7000 м, со стационарной платформы, установленной в районе купола структуры.

Месторождение открыто в 2000 году и является одним из крупнейших по запасам в российском секторе Каспийского моря. Месторождение расположено в 180 км от Астрахани и 240 км от Махачкалы.

Разработку месторождения предусмотрено осуществлять системой горизонтальных скважин сверхпротяженной длины более 5 км, что является уникальным для Российской Федерации. При строительстве горизонтального участка ствола планируется проводить каротаж в процессе бурения. Радиальное размещение скважин позволит добиться одновременного вскрытия всех продуктивных пластов.

Данная работа выполнена с использованием научно–технической и периодической литературы. В проекте приведены сведения о геолого–физической характеристике нефтегазоконденсатного месторождения имени Юрия Корчагина, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

# **1 Геолого-физическая характеристика месторождения им.Ю.Корчагина**

## **1.1 Общие сведения о месторождении**

Месторождение им. Ю.Корчагина расположено в центре северной части Каспийского моря в 175 км от г. Астрахань (рисунок 1.1). Северное побережье Каспийского моря включает в себя территорию Астраханской области в центральной части; восточная часть принадлежит Казахстану; западная часть является территорией республики Калмыкия; юго-западная – территорией Дагестана.

Областной центр региона г. Астрахань, который обеспечен следующими видами транспорта: железнодорожным; автомобильным; воздушным – с любым аэропортом мира; морским – между всеми крупными портами побережья Каспийского моря; речным – в период летней навигации.

Регион имеет хорошо развитую промышленную и транспортную инфраструктуру. Имеется судостроительная, судоремонтная, машиностроительная, химическая и другие отрасли промышленности. Топливо-энергетическая промышленность представлена тепловыми электростанциями, добычей природного газа и нефти. Компания «ЛУКОЙЛ» имеет крупный нефтеперерабатывающий завод в Волгограде – ООО «Лукойл-Волгограднефтепереработка». Производительность предприятия – 7.7 млн.т сырой нефти в год. Морская инфраструктура в районе месторождения им. Ю. Корчагина отсутствует.

Северный Каспий является самой мелководной частью Каспийского моря. Максимальная глубина 26 м. Северная часть Каспийского моря находится в полосе континентального умеренного климата. Характерные черты климата – преобладание антициклональных условий погоды, сухие ветры, резкие изменения температуры воздуха.

Среднегодовая температура – плюс 10.1 °С. Летний максимум – плюс 36 °С, зимний минимум – минус 32 °С. Среднемесячная летняя температура

(июль-август) – плюс 24-26 °С. Температура поверхностного слоя воды в этот период – плюс 24 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 145 мм.

Ледообразование в акватории начинается в ноябре-декабре, в суровые зимы замерзает вся акватория Северного Каспия, отмечается интенсивное торосообразование. С конца января по март происходит дрейф плавучего льда. Лед сходит в марте-апреле.

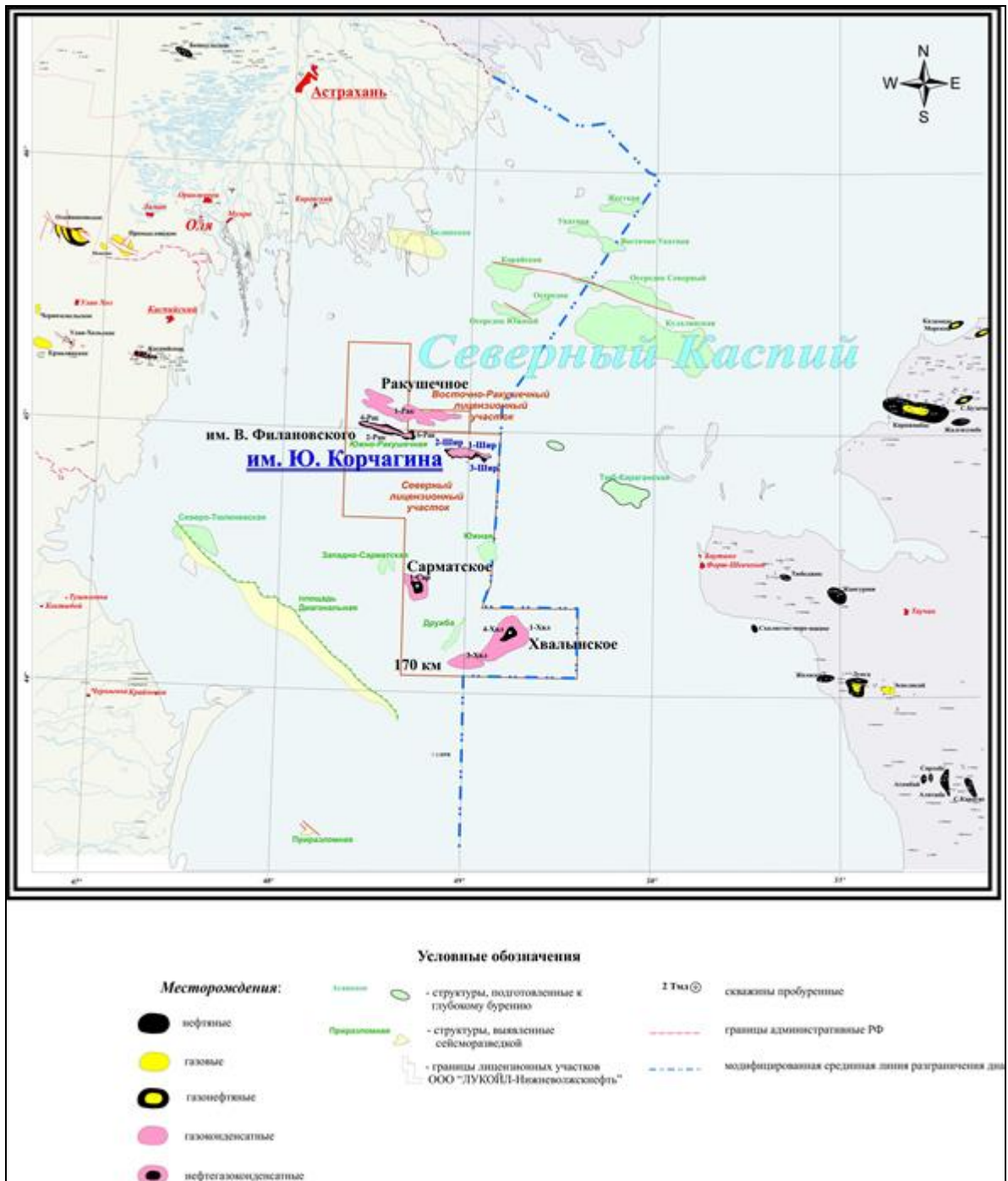


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района месторождения им. Ю.Корчагина



Глубина промерзания воды от 0.4-0.6 до 1.3 м. С ноября по февраль может наблюдаться морское брызговое обледенение.

Продолжительность зимнего периода в году 52 суток, продолжительность отопительного сезона - 158 суток.

С октября по апрель преобладают восточные ветры, а с мая по сентябрь – ветры северо-западного направления. Скорость ветра над морем в среднем составляет 10 м/сек., наибольшая скорость ветра 37.2 м/сек. (порывы до 43.8 м/сек.). Сильные штормовые ветры наблюдаются чаще всего зимой и весной. Высота волн на Северном Каспии во время сильного ветра достигает 6.0 м.

Колебания уровня моря, вызываемые сгонно-нагонными явлениями, в различных районах моря проявляются неодинаково. Наибольшие наблюдаются в мелководной северной части, где под влиянием восточных и юго-восточных штормовых ветров, сгонно-нагонные колебания уровня моря могут меняться довольно резко: повышаться на 2.0-4.5 м при нагонах и понижаться на 1.0-2.5 м при сгонах. Средняя продолжительность нагонов и сгонов составляет от 10-12 до 24 часов, редко - 48 часов.

Колебания уровня моря, также связаны с изменением стока рек Волга, Урал, Терек, дающих до 90 % годового стока. Максимальный уровень характерен в июне-июле, минимальный – в феврале; размах внутригодовых колебаний составляет 30-35 см.

Течения в Каспийском море формируются под воздействием ветрового режима, разницы в плотности воды в различных районах, а также стока почти 130 рек.

В северной части моря воды, выносимые р. Волга, разделяются на две ветви. Одна из них проходит вдоль северного берега на восток, сливаясь с водами р. Урал и образуя небольшой замкнутый круговорот. Основная часть идет на юг вдоль западного берега. Преобладающие скорости течений – 10-15 см/сек., в открытых районах Северного Каспия – до 30 см/сек.

## 1.2 Геологическое строение месторождения

Месторождение им. Ю. Корчагина открыто в 2000 году поисковой скважиной 1-Широтной, пробуренной в сводовой части структуры. В том же году была пробурена разведочная скважина 2-Широтная, а в 2003 году - поисково-оценочная скважина 3-Широтная [1,2].

Наиболее полный литолого-стратиграфический разрез вскрыт самой глубокой на месторождении скважиной 1-Широтной, которая при забое 2500 м вскрыла отложения верхнего подъярусаоленекского яруса нижнего триаса.

Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения им. Ю. Корчагина представлен в графическом приложении 1.

Стратиграфические разбивки по скважинам месторождения им. Ю. Корчагина представлены в таблице 1.1.

Вскрытый скважинами разрез месторождения включает отложения мезозойского и кайнозойского возраста.

Мезозойская группа (MZ). Мезозойская группа включает отложения триасовой, юрской и меловой систем.

Триасовая система (T). Разрез триасовой системы представлены нижним отделом.

Нижний триас (T1). Сложен тонким переслаиваниемалеувритистых аргиллитов и алевролитов.

Юрская система (J). Разрез юрской системы представлены средним и верхним отделами.

Средний отдел (J2). Сложен терригенными пластами-коллекторами, разделенными локальными покрывками из плотных непроницаемых глин. Отдел включает байосский, батский и келловейский ярусы.

Байосский ярус (J2 b). Сложенпереслаиванием алевролитов и песчаников с маломощными прослоями алеувритистых аргиллитов.

Батский ярус (J2 bt). Сложенпереслаиванием алевролитов с редкими слойками алеувритистых аргиллитов, и песчаниками полимиктовыми, алевролитистыми.

Таблица 1.1 – Стратиграфическиеразбивкискважин 2, 1 и 3-Широтных

Система	Отдел	Подотдел	Надъярус	Ярус	Серия	Горизонт	2-Широтная			1-Широтная			3-Широтная		
							отметка по кровле, м		толщина, м	отметка по кровле, м		толщина, м	отметка по кровле, м		толщина, м
							глубина	абс.отм., alt. +23.3 м		глубина	абс.отм., alt. +23.0 м		глубина	абс.отм., alt. +23.3 м	
четвертичная	неоплейстоцен						36	-12.7		35.5	-12.5	193.5	35.8	-12.5	249.2
	эоплейстоцен			апшерон			неткаротажа			229	-206.0	211.0	285	-261.7	238.0
неоген	плиоцен	верхний		акчагыл						440	-417.0	101.0	523	-499.7	107.0
палеогеновая	олигоцен	нижний			майкопская		562	-538.7	160.0	541	-518.0	151.0	630	-606.7	167.0
	эоцен	верхний		приабон	белоглинский		722	-698.7	23.0	692	-669.0	18.0	797	-773.7	16.0
		средний		бартон	кумский		745	-721.7	12.0	710	-687.0	15.0	813	-789.7	16.0
	палеоцен	нижний		лютет			757	-733.7	4.0	725	-702.0	5.0	829	-805.7	4.0
				дат			761	-737.7	20.0	730	-707.0	16.0	833	-809.7	25.0
меловая	верхний			маастрихт			781	-757.7	127.0	746	-723.0	132.0	858	-834.7	133.0
				кампан			908	-884.7	172.0	878	-855.0	172.0	991	-967.7	169.0
				сантон			1080	-1056.7	30.0	1050	-1027.0	29.0	1160	-1136.7	30.0
				турон + коньяк			1110	-1086.7	155.0	1079	-1056.0	127.0	1190	-1166.7	131.0
				сеноман			1265	-1241.7	12.0	1206	-1183.0	25.0	1321	-1297.7	32.0
меловая	нижний	неоком		альб			1277	-1253.7	120.0	1231	-1208.0	127.0	1353	-1329.7	124.0
				апт			1397	-1373.7	104.0	1358	-1335.0	104.0	1477	-1453.7	99.0
				баррем			1501	-1477.7	9.0	1462	-1439.0	16.0	1576	-1552.7	17.0
				готерив			1510	-1486.7	75.0	1478	-1455.0	66.0	1593	-1569.7	67.0
юрская	верхний			волжский			1585	-1561.7	60.0	1544	-1521.0	76.0	1660	-1636.7	81.0
				кимеридж			1645	-1621.7	50.0	1620	-1597.0	53.0	1741	-1717.7	58.0
				оксфорд			1695	-1671.7	86.0	1673	-1650.0	99.0	1799	-1775.7	103.0
	средний					келловей			1781	-1757.7	121.0	1772	-1749.0	128.0	1902
			бат + байос			1902	-1878.7	>118	1900	-1877.0	557.0				
триасовая	нижний			оленок					2457	-2434.0	>43				
забой							2020	-1996.7		2500	-2477.0		2000	-1976.7	

Келловейский ярус (J2 k). Сложен переслаиванием алевролитов с редкими слойками алевролитистых аргиллитов с полимиктовыми, алевролитистыми песчаниками.

Региональной покрывкой служит алевролитисто-глинистая пачка, залегающая в нижней части оксфордского яруса.

Верхний отдел (J3). Представлен оксфордскими, кимериджскими и волжскими отложениями.

Оксфордский ярус (J3o). Представляет собой неравномерное переслаивание мергелей с известковистыми глинами.

Кимериджский (J3km) и волжский (J3v) ярусы. Сложены доломитами с прослоями детритово-обломочных и доломитизированных известняков.

Меловая система (K). Осадочные породы меловой системы представлены нижним и верхним отделами.

Нижнемеловой отдел (K1). Сложен терригенными породами неокома, апта и альба. Представляет собой относительно равномерное чередование песчаников, алевролитов, известняков и глинистых прослоев различной толщины.

Неокомский надъярус (K1 nc). Сложен толщей переслаивания песчаников и алевролитово-глинистых пород.

Аптский ярус (K1 a). Сложен переслаиванием песчаников, алевролитистых глин и глинистых алевролитов.

Альбский ярус (K1 al). Сложен песчаниками и глинами с прослоями алевролитов. Региональной покрывкой комплекса служит алевролитово-глинистые породы сеномана.

Верхнемеловой отдел (K2). В состав отложений верхнего мела входят туронский+коньякский и кампанский ярусы.

Туронский+коньякский (K2 t+k) и кампанский (K2 km) ярусы. Сложены мелоподобными известняками и мергелями.

Кайнозойская группа (KZ). В состав кайнозойской группы входят отложения палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Палеогеновая система (Р). Отложения палеогеновой системы представлены эоценовым и олигоценным отделами и характеризуются значительной фациальной изменчивостью и колебанием толщин.

Средний отдел. Эоцен (Р2). Сложен прослоями известняков, мергелей и глин.

Верхний отдел. Оligоцен (Р3). Сложен глинистыми отложениями и служит региональной покрывкой среднего отдела.

Неоген-четвертичная система (N-Q). Сложена переслаиванием глин, песков и алевролитов с редкими пластами известняков.

В тектоническом плане месторождение им. Ю. Корчагина расположено на южном склоне морского продолжения кряжа Карпинского, в пределах Каспийско-Мангышлакской системы поднятий, и входит в Ракушечно-Широтную зону поднятий.

Структура Широтная, к которой приурочено месторождение им. Ю. Корчагина, на уровне нижнемеловых отложений представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания с крутым северным крылом и более пологим южным. По другим отражающим горизонтам морфология и генетический тип складки практически не изменяется, унаследовано сохраняя основные черты строения. В центральной части и на восточном крыле складка осложнена тектоническими нарушениями сбросо-сдвиговой природы. Наиболее ярко тектонические нарушения выражены на уровне отложений волжского яруса и неокомско-надъяруса, вверх по разрезу они затухают и на уровне альбских отложений практически исчезают. При структурных построениях за основу взяты материалы сейсморазведки 3D и результаты бурения скважин 1, 2 и 3-Широтных.

Согласно нефтегеологическому районированию месторождение им. Ю. Корчагина расположено в Карпинско-Мангышлакской морской нефтегазогеологической области, Корчагинском НГР и одноименной зоне нефтегазоаккумуляции.

Промышленная нефтегазоносность месторождения установлена в

мезозойско-кайнозойском комплексе пород. На месторождении выявлено шесть залежей: одна газовая в отложениях палеогена, три газоконденсатных в отложениях нижнего мела (альбский и аптский ярусы) и средней юры (келловейский ярус), одна газоконденсатнонефтяная в неокомском ярусе нижнего мела, и одна газоконденсатнонефтяная в волжском ярусе верхней юры.

В гидрогеологическом отношении месторождение им. Ю. Корчагина располагается в южной окраинной части Северо-Каспийского артезианского бассейна, вне зоны развития солянокупольных структур. Основные водонапорные комплексы бассейна: юрский карбонатно-терригенный, нижнемеловой терригенный, верхнемеловой и палеоцен-эоценовый карбонатный и неоген-четвертичный терригенный.

Для этих комплексов в верхнем этаже выявлена вертикальная гидрохимическая зональность: с погружением пластов минерализация пластовых вод увеличивается и достигает 150-200 г/дм<sup>3</sup> в юрском комплексе на глубинах до 3 км.

По региональным данным мезозойские отложения южных окраин Северо-Каспийского бассейна содержат типичные седиментогенные воды хлоркальциевого типа нормальной гидрохимической зональности. Их минерализация вне зон влияния соляных куполов в интервале глубин от 1500 до 3500 м растет от 50-70 до 150-200 г/дм<sup>3</sup>, хлор-натриевый коэффициент имеет значения 0.7-0.9, содержание йода в водах до 10-20 и брома до 150-500 мг/дм<sup>3</sup>.

На месторождении им. Ю. Корчагина водонасыщенные пласты опробованы в скважине 2-Широтной в карбонатных отложениях юрского комплекса и в готеривских отложениях. На соседней Ракушечной площади опробованы водонасыщенные карбонатные коллекторы волжского яруса и терригенные коллекторы в нижнемеловых отложениях барремского и аптского ярусов. Результаты опробований свидетельствуют о наличии в осадочном разрезе рассмотренных комплексов достаточно водообильных горизонтов, способных поддерживать запасы упругой энергии в залежах нефти и газа.

Воды отложений волжского и готеривского ярусов месторождения

им. Ю.Корчагина представляют собой рассолы с минерализацией 75-77 г/дм<sup>3</sup>. Солевой их состав характеризуется значением натрий-хлорного коэффициента 0.8, отношение разности хлора и натрия к магнию 4.0-4.1, содержание сульфатов относительно хлора составляет 1.9-2.2 %.

Основные параметры вод: рН = 6.3-6.8; концентрации (мг/дм<sup>3</sup>): хлоридов 45 200-46 100, сульфатов 1 200, гидрокарбонатов 180, кальция 4 350-4 370, магния 750-970. Общая жесткость 280 и карбонатная 3.0 мг-экв/л. Из редких элементов определялся йод и бром, их концентрации составили соответственно 3.6-4.3 и 199-200 мг/л.

Газоконденсатнонефтяная залежь неокомскогонадьяруса. Неокомские проницаемые пласты вскрыты в интервалах глубин 1461.6-1540.2 (-1438.6-1517.2) м в скважине 1-Широтной, 1501.4-1579.0 (-1478.1-1555.7) м в скважине 2-Широтной и 1576.3-1659.1 (-1553.0-1635.8) м в скважине 3-Широтной.

Проницаемые пропластки объединены в три продуктивных пласта: I, II, III.

I пласт-коллектор. В скважине 1-Широтной общая толщина пласта составляет 36.0 м, эффективная газонасыщенная – 32.9 м, в скважине 2-Широтной общая толщина составляет 33.6 м, эффективная газонасыщенная – 31.8 м. В скважине 3-Широтной, пробуренной за контуром нефтегазоносности и вскрывшей водонасыщенную часть залежи, общая толщина пласта равна 38.1 м, эффективная водонасыщенная 33.2 м.

Толщина глин разделяющих I и II пласты-коллекторы варьирует от 11.0 до 2.4 м.

II пласт-коллектор. Скважиной 1-Широтной вскрыта газонасыщенная часть пласта, общая толщина которого составляет 26.4 м, эффективная газонасыщенная 23.4 м. В скважине 2-Широтной вскрыта нефте- и водонасыщенная часть пласта, общая толщина которого составляет 16.5 м, эффективная - 11.9 м, в т.ч. эффективная нефтенасыщенная - 9.8 м, водонасыщенная - 2.1 м. В скважине 3-Широтной общая толщина пласта равна 21.8 м, эффективная водонасыщенная 19.1 м. В пределах залежи II пласт имеет

повсеместное распространение.

Толщина глин, отделяющих II и III пласты-коллекторы в пределах залежи, немногим превышает 7 м.

III пласт-коллектор. В скважине 1-Широтной общая толщина равна эффективной газонасыщенной и составляет 5.7 м. Скважинами 2 и 3-Широтными вскрыта водонасыщенная часть залежи. В скважине 2-Широтной общая толщина равна 10.4 м, эффективная водонасыщенная составляет 9.7 м. В скважине 3-Широтной общая толщина равна 10.0 м, эффективная водонасыщенная - 9.0 м.

Корреляционная связь между пластами и геолого-промысловые данные позволили объединить I, II и III пласты-коллекторы в единую гидродинамическую систему и рассматривать их как единую залежь.

Глубины, отметки и толщины продуктивных пластов неокомских отложений приведены в таблице 1.2.



Таблица 1.2 - Глубины, отметки и толщины продуктивных пластов  
неокомских отложений

№ скв.	Стратиграфическая граница пласта		пласт	Граница проницаемых прослоев						Интервал перфорации, м глубина абс.отм.			
	кровля, м глубина абс.отм.	подошва, м глубина абс.отм.		кровля, м глубина абс.отм.	подошва, м глубина абс.отм.	Эффективная толщина, м							
						общая	нефтена- сыщенная	газонасы- щенная	водонасы- щенная				
1-Шир	<u>1461.6</u> -1438.6	<u>1540.2</u> -1517.2	I	<u>1461.6</u> -1438.6	<u>1464.2</u> -1441.2	2.6		2.6		<u>1462.0-1495.0</u> -1439.0-1472.0			
				<u>1465.0</u> -1442.0	<u>1467.6</u> -1444.6	2.6		2.6					
				<u>1468.5</u> -1445.5	<u>1483.2</u> -1460.2	14.7		14.7					
				<u>1484.0</u> -1461.0	<u>1491.0</u> -1468.0	7.0		7.0					
				<u>1491.6</u> -1468.6	<u>1497.6</u> -1474.6	6.0		6.0					
				<u>1500.8</u> -1477.8	<u>1502.4</u> -1479.4	1.6		1.6					
				<u>1503.2</u> -1480.2	<u>1527.2</u> -1504.2	21.8		21.8					
			II	<u>1534.5</u> -1511.5	<u>1540.2</u> -1517.2	5.7		5.7					
						62.0		62.0					
			2-Шир	<u>1501.4</u> -1478.1	<u>1579.0</u> -1555.7	I	<u>1501.4</u> -1478.1	<u>1508.0</u> -1484.7	6.6		6.6		<u>1501.0-1536.0</u> -1477.7-1512.7
							<u>1508.8</u> -1485.5	<u>1525.0</u> -1501.7	16.2		16.2		
<u>1525.5</u> -1502.2	<u>1527.5</u> -1504.2	2.0						2.0					
<u>1528.0</u> -1504.7	<u>1535.0</u> -1511.7	7.0						7.0					
<u>1546.0</u> -1522.7	<u>1550.4</u> -1527.1	4.4					4.4						
II	<u>1555.0</u> -1531.7	<u>1560.4</u> -1537.1				5.4	5.4						
	<u>1560.4</u> -1537.1	<u>1562.5</u> -1539.2				2.1			2.1				
	<u>1568.6</u> -1545.3	<u>1579.0</u> -1555.7				10.4			10.4				
						54.1	9.8	31.8	12.5				
3-Шир	<u>1576.3</u> -1553	<u>1661.1</u> -16937.8				I	<u>1576.3</u> -1553	<u>1605</u> -1581.7	28.7			28.7	
							<u>1609.9</u> -1586.6	<u>1614.4</u> -1591.1	4.5			4.5	
							<u>1619.8</u> -1596.5	<u>1620.9</u> -1597.6	1.1			1.1	
			II	<u>1623.6</u> -1600.3	<u>1641.6</u> -1618.3	18			18				
				<u>1649.1</u> -1625.8	<u>1651.7</u> -1628.4	2.6			2.6				
			III	<u>1652.7</u> -1629.4	<u>1659.1</u> -1635.8	6.4			6.4				
						61.3	0.0	0	61.3				

Залежь неокомского надъяруса пластовая сводовая, сложного строения, приурочена к ловушке структурно-тектонического типа. Размеры газоконденсатнонефтяной залежи 20.1×4.7 км, в т.ч. газовая шапка имеет размеры 18.5×3.9 км. Этаж нефтегазоносности 127.1 м, в т.ч. этаж нефтеносности 19.9 м, этаж газоносности 107.2 м.

ГНК принят на абсолютной отметке минус 1517.2 м, что соответствует подошве последнего газонасыщенного пласта в скважине 1-Широтной и совпадает с серединой расстояния между нижней и верхней отметками интервалов перфорации, из которых были получены притоки газа и нефти в скважине 2-Широтной.

ВНК вскрыт скважиной 2-Широтной. По совокупности данных ГИС и опробования уровень ВНК определен на отметке минус 1537.1 м.

Коэффициент песчанистости – 0.75, расчлененность - 7.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов неокомских отложений представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Геолого-физическая характеристика неокомского надъяруса

Параметры	I пласт	II пласт	III пласт
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1 481.5 (-1458.4)		
Тип залежи	пластово-сводовая		
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	57 935		
Средняя общая толщина, м	78.1		
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.9		
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	28.9		
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	12.5		
Коэффициент пористости, доли ед.	0.25	0.25	0.24
Коэффициент нефтенасыщенности (ГНЗ, ГНВЗ, ВНЗ), доли ед.	0.75	0.67	0.69
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.73		
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	168		
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.75		
Расчлененность	7		
Начальная пластовая температура, °С	80		
Начальное пластовое давление, МПа	16.51		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0.72		
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0.709		
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0.807		
Абсолютная отметка ГНК, м	-1517.2		
Абсолютная отметка ВНК, м	-1537.1		
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.258		
Содержание серы в нефти, %	0.08		
Содержание парафина в нефти, %	9		
Давление насыщения нефти газом, МПа	12		
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	104.3		
Содержание сероводорода, %	-		
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1.040		
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1.061		

### **1.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов**

Физико-химические свойства нефти определялись по одной глубинной и трем поверхностным пробам, отобранным из скважины 2-Широтной, вскрывшей нефтяную оторочку залежи [3,4].

Пластовая нефть некома по данным исследования глубинной пробы легкая ( $\rho_n=709 \text{ кг/м}^3$ ), маловязкая ( $\mu_n=0.72 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ). Газосодержание нефти –  $104.3 \text{ м}^3/\text{т}$ , объемный коэффициент – 1.258. Давление насыщения нефти газом равно 12.0 МПа.

На основе проведенных экспериментов построены графики зависимостей газосодержания, вязкости и объемного коэффициента нефти от давления, представленные на рисунке 1.2.

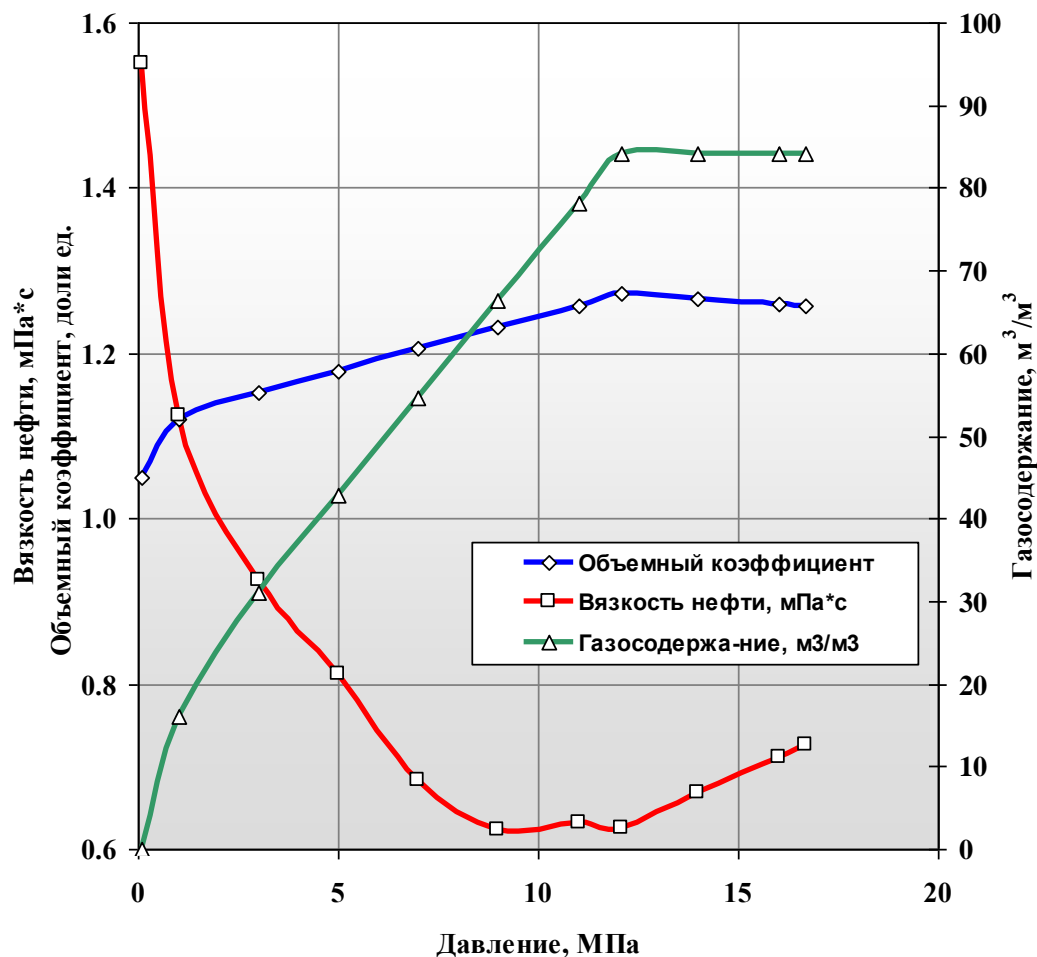


Рисунок 1.2 - Изменение вязкости, объемного коэффициента и газосодержания пластовой нефти неокомских отложений от давления

Физико-химические свойства и фракционный состав дифференциально разгазированной нефти представлены по результатам анализа одной глубинной и трех поверхностных проб. Нефть высокопарафинистая (9 %), малосернистая (0.08 %), малосмолистая (1.2 %). Она начинает кипеть при 51°C, выход бензиновых фракций составляет в среднем 39 % при температуре до 200°C, 61 % - до 300 °C. Нефть после дифференциального разгазирования имеет плотность 807 кг/м<sup>3</sup>, динамическую вязкость при 20 °C – 6.2 мПа·с. Температура застывания нефти 5 °C.

По данным исследований двух проб растворенный в нефти газ метановый (68-72 %). Плотность нефтяного газа 0.989-1.061 кг/м<sup>3</sup>, относительная плотность газа – 0.820-0.893. В составе газа содержится азот 0.71-1.58 % и небольшая примесь углекислоты 0.33-0.39 %. Сероводород в газе не обнаружен.

Свойства газоконденсата газовой части залежи приняты по результатам исследования двух проб из скважины 1-Широтной и одной пробы из скважины 2-Широтной, отобранных из газовой шапки пласта.

Газ метановый, содержит около 10 моль% гомологов метана и около 2 моль% азота и углекислого газа. Плотность флюида в пластовых условиях –  $115.9 \text{ кг/м}^3$ , вязкость  $0.013 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , давление начала конденсации  $15.2 \text{ МПа}$ , максимальной конденсации -  $6.2 \text{ МПа}$ . Сероводород в пластовом продукте отсутствует.

Потенциальное содержание  $\text{C}_{5+}$  в пластовом газе  $75 \text{ г/м}^3$ , КГФ по нестабильному конденсату  $69.3 \text{ г/м}^3$ . Плотность стабильного конденсата  $723 \text{ кг/м}^3$ , вязкость  $0.56 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Химический состав и свойства пластовой воды изучены по результатам анализа трех проб, отобранных из скважины 2-Широтной (интервал 1546-1550.4, 1550-1555, 1559-1562.5 м). Пластовая вода представляет собой рассол с минерализацией  $75.7 \text{ г/л}$  и относится к типичным седиментогенным водам хлоркальциевого типа нормальной гидрохимической зональности.

#### **1.4 Сведения о запасах углеводородов**

Месторождение им. Ю. Корчагина характеризуется как нефтегазоконденсатное. В разрезе месторождения промышленная газоносность обнаружена в пластах-коллекторах палеогеновой системы, альбского и аптского ярусов нижнего мела, келловейского яруса средней юры. Отложения неокомсконадъяруса нижнего мела и волжского яруса верхней юры нефтегазоносны [5].

Впервые суммарные запасы нефти, растворенного и свободного газа, конденсата оперативно оценены по всем залежам месторождения на основе сейсморазведки 2D и материалов бурения поисковой скважины 1-Широтной и разведочной 2-Широтной. Геологические / извлекаемые запасы УВ по месторождению подсчитаны по состоянию изученности на 01.01.2002 г. и утверждены ЦКЗ МНП РФ (протокол № 204 (м) от 02.04.02 г.) в количестве:

нефти по категории С1 – 22 279 / 6 685 тыс.т, по категории С2 – 141 953 / 42 586 тыс.т; растворенного газа по категории С1 – 2 496 / 749 млн.м<sup>3</sup>, по категории С2 – 14 870 / 4 461 млн.м<sup>3</sup>; газа газовых шапок по категории С1 – 38 260 млн.м<sup>3</sup>, по категории С2 – 19 126 млн.м<sup>3</sup>; конденсата по категории С1 – 2 899 / 1 885 тыс.т, по категории С2 – 1 447 / 940 тыс.т.

В 2002 - 2003 гг. на месторождении проведены высокоразрешающие сейсморазведочные работы МОГТ по сети профилей 3D и в 2003 г. пробурена разведочная скважина 3-Широтная. По результатам интерпретации новых сейсморазведочных работ, с учетом трех пробуренных скважин был собран геолого-геофизический материал, позволивший уточнить геологическое строение залежей неокомсконадъяруса и волжского яруса.

По состоянию изученности на 01.09.2003 г., выполнен пересчет запасов УВ по газоконденсатнонефтяным залежам в отложениях неокомсконадъяруса и волжского яруса, пересмотрены подсчетные параметры. Геологическое строение, подсчетные параметры и запасы УВ газовой залежи в палеогеновых отложениях, газоконденсатных залежей в отложениях альбского и аптского ярусов нижнего мела, келловейского яруса верхней юры не изменились и запасы УВ не пересчитывались.

По неокомской залежи к категории С1 отнесена более изученная область от линий ВНК и ГНК до линии сейсмопрофиля INL 2720. В скважинах, пробуренных как в контуре нефтеносности (скважины 1 и 2-Широтные), так и за контуром (скважина 3-Широтная), продуктивные пласты неокомсконадъяруса уверенно коррелируются и выдерживаются по площади, в разрезах скважин их общие и эффективные толщины близки по значениям. Остальная площадь залежи отнесена к категории С2.

В пределах нефтяной части волжского яруса запасы нефти, сосредоточенные в верхнем пласте доломита, отнесены к категории С1, так как из этого пласта при опробовании в колонне получен приток безводной нефти в скважине 1-Широтной. Залегающий ниже по разрезу известняково-доломитовый пласт также нефтенасыщен по своему гипсометрическому

положению. По степени изученности запасы нефти в нем отнесены к категории С2. В площадном отношении запасы категорий С1 и С2 занимают области в пределах принятого контура нефтеносности. Запасы газа газовой шапки отнесены к категории С2, т.к. ее наличие определено по косвенным признакам.

Геологические / извлекаемые запасы утверждены ЦКЗ МПР РФ (протокол № 308 от 17.09.2003) в количестве: нефти по категории С1 – 69 893 / 20 968 тыс.т, по категории С2 – 20 660 / 6 198 тыс.т; растворенного газа по категории С1 – 7 461 / 2 239 млн.м<sup>3</sup>, по категории С2 – 2 204 / 661 млн.м<sup>3</sup>; газа газовых шапок по категории С1 – 37 266 млн.м<sup>3</sup>, по категории С2 – 26 030 млн.м<sup>3</sup>; конденсата по категории С1 – 2 734 / 1 708 тыс.т, по категории С2 – 1 299 / 655 тыс.т. Коэффициент нефтеизвлечения составил 0.3, коэффициент конденсатоотдачи 0.65.

Основные изменения связаны с уточнением геологических моделей залежей в отложениях неокомскогонадьяруса и волжского яруса. В результате новых построений, с учетом дополнительных данных, изменились геометрические размеры резервуаров, что повлекло за собой уменьшение линейных размеров и площади залежей.

Незначительно изменились при подсчете запасов коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности за счет уточнения петрофизических зависимостей с привлечением кернового материала по скважине 3-Широтной. При подсчете запасов свободного газа и конденсата изменились поправочные коэффициенты и величина потенциального содержания С5+В в газе за счет применения других методических приемов при осреднении данных параметров.

Промышленного содержания ценных неуглеводородных компонентов в нефти, растворенном газе, свободном газе, конденсате и пластовой воде не обнаружено, поэтому подсчет запасов по ним не осуществлялся.

Суммарные геологические / извлекаемые запасы нефти по представленным залежам месторождения им. Ю.Корчагина числятся на госбалансе в количестве: по категории С1 - 69 893 / 22 334 тыс.т., по категории С2 – 20 660 / 6 517 тыс.т; в сумме по категориям С1+С2 – 90 553 / 28 851 тыс.т;



растворенного газа по категории С1 – 7 462 / 2 407 млн.м<sup>3</sup>, по категории С2 – 2 204 / 702 млн.м<sup>3</sup>, в сумме – 9 665 / 3 109 млн.м<sup>3</sup>; газа газовых шапок по категории С1 – 31 131 млн.м<sup>3</sup>, по категории С2 – 3 614 млн.м<sup>3</sup>, в сумме – 34 745 млн.м<sup>3</sup>; конденсата по категории С1 – 2 329 / 1 514 тыс.т, по категории С2 – 271 / 176 тыс.т, в сумме – 2 600 / 1 690 тыс.т.

## **2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения**

### **2.1 Текущее состояние разработки месторождения**

На месторождении им. Ю. Корчагина на основании утвержденного проектного документа ведется разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомскогонадъяруса и волжского яруса. Месторождение им. Ю. Корчагина введено в разработку в апреле 2010 г. Первой введена в разработку залежь волжского яруса. В апреле-июне 2010 г. проводились пуско-наладочные работы технологического комплекса подготовки нефти, с июля 2010 г. ведется полномасштабная добыча УВ. Залежь неокомскогонадъяруса введена в разработку в июне 2011 г. Разработка месторождения осуществляется скважинами с горизонтальным завершением ствола. Скважины волжского яруса оборудованы перфорированными трубами, а скважины неокомскогонадъяруса - песочными фильтрами

Сведения о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда на 01.01.2013 г. приводятся в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Состояние реализации проектного фонда скважин месторождения им. Ю.Корчагина на 01.01.2013 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	-	-	-
2	Фонд скважин на 01.01.13 г., всего	9	4	13
	в том числе:			
	- добывающие	7	3	10
	- нагнетательные	2	1	3
	- газовые	-	-	-
	- контрольные	-	-	-
3	Фонд скважин для бурения на 01.01.13 г., всего	11	5	16
	в том числе:			
	- добывающие	9	4	13
	- нагнетательные	2	2	4
	- газовые	-	-	-
	- контрольные	-	-	-

Как видно из приведенной таблицы 3.1разбуривание 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 неокомскогонадъяруса, предусмотрено равномерное радиальное размещение по площади добывающих скважин с длиной горизонтального ствола до 5 км вблизи ВНК, параллельно его поверхности.

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 2012 г.) 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 01.01.2013 г. проектный суммарный отбор газа(растворенного и прорывного) должен был составлять 451 млн.м<sup>3</sup>, фактически отобрано 1408 млн.м газа, в том числе 134 млн.м растворенного и 1274 млн.м прорывного газа.

Накопленный объем газа, закачанный в газовую шапку неокома, составляет 1 240.8 млн.м<sup>3</sup>.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа свидетельствуют о том, что между залежами неокомскогонадъяруса 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 2010 г. введена в эксплуатацию водонагнетательная скважина ВП-2. Накопленный объем закачанной в волжский ярус воды составляет 245.7 тыс.м<sup>3</sup>, в т.ч. 10.196 тыс.м<sup>3</sup> воды, отобранной из водоносного пласта залежи неокома месторождения им.В.Филановского.

В целом по месторождению за весь период эксплуатации отобрано 1186.2 тыс.т нефти, 1425.1 тыс.т жидкости и 1408.1 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе растворенного 133.8 млн.м<sup>3</sup>, прорывного 1274.3 млн.м<sup>3</sup>. На конец 2012 года (декабрь) газовый фактор составляет 950 м/т, обводненность продукции 13.7 % при среднегодовых значениях 1105 м/т и 17.9 %. Снижение этих показателей обусловлено вводом новых скважин.

Начальные извлекаемые запасы нефти 28669 тыс.т выработаны на 4.1 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0.014. Запасы газа газовых шапок залежей неокома и волжского, составляющие 32.4 млрдм<sup>3</sup>, выработаны на 4.2 %.

График показателей разработки месторождения в целом представлен на рисунке 2.1

На месторождении осуществляется постоянный мониторинг разработки, выполняется программа исследовательских работ.

Ниже представлено характерное поведение некоторых скважин неокомского яруса месторождения им. Ю. Корчагина.

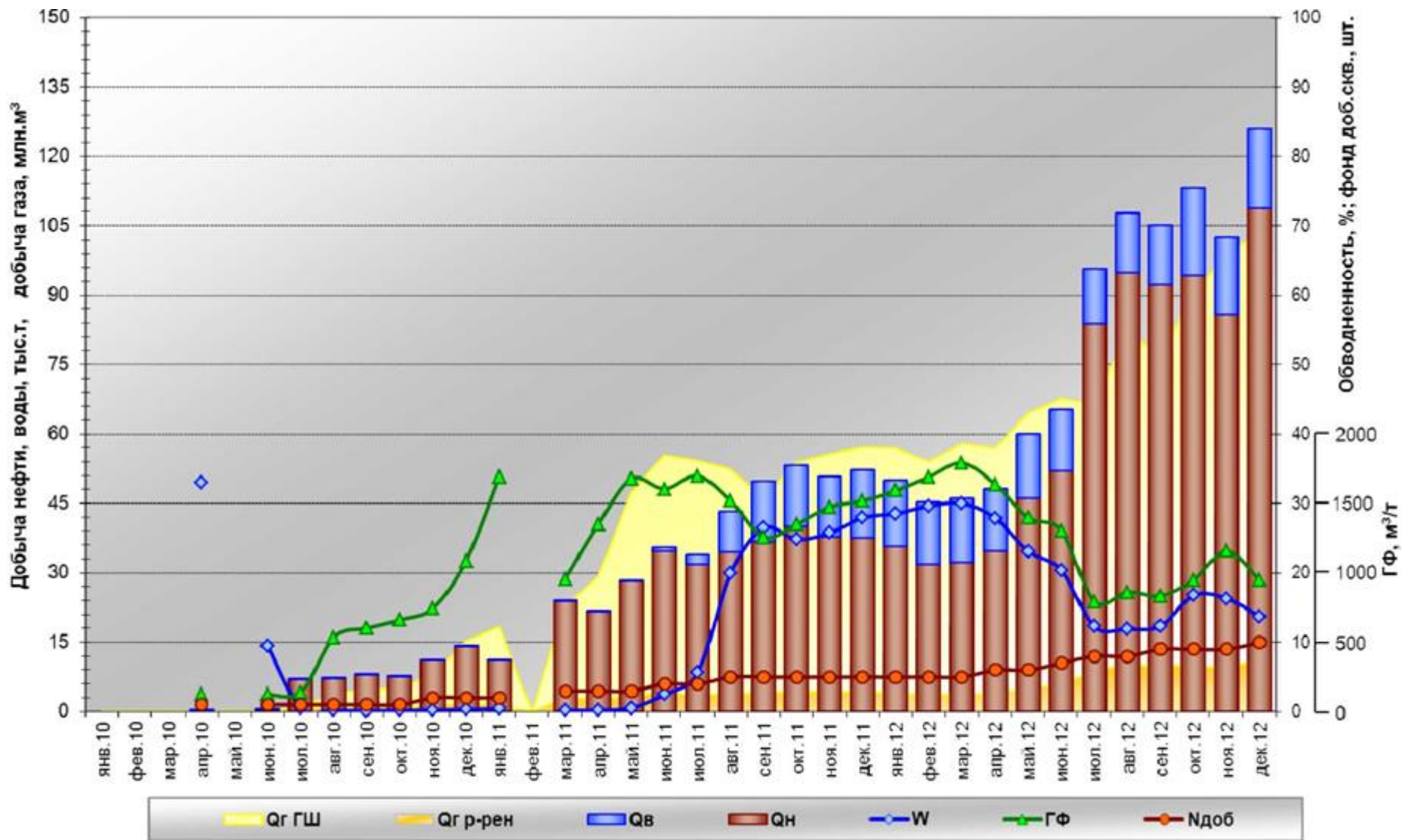


Рисунок 2.1 - График показателей разработки месторождения

Скважина 110 введена в эксплуатацию в июне 2011 г. с начальным дебитом нефти 383 т/сут (471 м<sup>3</sup>/сут,  $d_m \approx 14.2$  мм) и газовым фактором 132.7 м<sup>3</sup>/т. В августе достигнут максимальный дебит нефти, равный 400 т/сут при газовом факторе 193.3 м<sup>3</sup>/т и обводненности продукции 11%. А уже к концу 2011 года дебит нефти снизился до 272 т/сут, а газовый фактор и обводненность выросли до 473.7 м<sup>3</sup>/т и 20% соответственно. С этого момента темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. В дальнейшем, несмотря на смену режимов ( $d_m = 15.7$  и  $14.2$  мм), прорыв газа газовой шапки некома не снижается. На 01.01.2013 г. дебиты нефти и жидкости составляют соответственно 141 и 215 т/сут. Их снижение обусловлено ростом газового фактора до 2148 м<sup>3</sup>/т и обводненности до 34%. За период эксплуатации из скважины отобрано 141.1 тыс. т нефти, 178.8 тыс. т жидкости и 104.4 млн. м<sup>3</sup> газа, в том числе 14.7 млн. м<sup>3</sup> растворенного и 89.7 млн. м<sup>3</sup> прорывного.

Скважина 113 введена в эксплуатацию в августе 2011 г. с начальным дебитом нефти 196 т/сут и жидкости 398 т/сут (431 м<sup>3</sup>/сут) с обводненностью равной 51% и газовым фактором 115.5 м<sup>3</sup>/т. Причиной высокой обводненности может являться совокупность факторов. Во-первых, часть горизонтального ствола обсаженного песочным фильтром, в отличие от остальных скважин, расположена ближе всех к зоне ВНК (2.4 м), а во-вторых, как свидетельствуют результаты трассерных исследований имеется связь между нефтенасыщенной областью некома и водоносной областью через зоны разуплотненных пород (или трещины). Максимальный дебит нефти 361.8 т/сут достигнут в октябре 2011 г. при обводненности продукции 47% и газовом факторе 347.6 м<sup>3</sup>/т. С этого момента темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебиты нефти и жидкости составляют соответственно 129.2 и 340.6 т/сут, обводненность продукции 62%, газовый фактор 3133 м<sup>3</sup>/т. За период эксплуатации из скважины отобрано 116.4 тыс. т нефти, 257.8 тыс. т жидкости и 135.1 млн. м<sup>3</sup> газа, в том числе 12.1 млн. м<sup>3</sup> растворенного и 123.0 млн. м<sup>3</sup>

прорывного газа.

Скважина 107 введена в эксплуатацию в апреле 2012 г. с начальным и одновременно с максимальным дебитом нефти 529 т/сут(649 м<sup>3</sup>/сут) и газовым фактором 162.9 м<sup>3</sup>/т. Уже в июне газовый фактор достиг 336.9 м<sup>3</sup>/т при дебите нефти 402.2 т/сут. После этого, темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 297 т/сут, газовый фактор 896.8 м<sup>3</sup>/т, обводненность продукции 2 %. За период эксплуатации из скважины отобрано 89.2 тыс.т нефти, 89.6 тыс.жидкости и 48.9 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе 9.3 млн.м<sup>3</sup> растворенного и 39.6 млн.м<sup>3</sup> прорывного.

Скважина 104 введена в эксплуатацию в июне 2012 г. с начальным дебитом нефти 596 т/сут (732 м<sup>3</sup>/сут) и газовым фактором 119.2 м<sup>3</sup>/т. Максимальный дебит нефти 668 т/сут (сшт=19.8 мм) достигнут в июле при газовом факторе 170.2 м<sup>3</sup>/т. А уже в августе, при дебите нефти 480 т/сут, величина газового фактора составила 367 м<sup>3</sup>/т. После этого, несмотря на перевод скважины на меньшие штуцера, темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 330 т/сут, газовый фактор 865 м<sup>3</sup>/т, обводненность продукции 15 %. За период эксплуатации из скважины отобрано 92.8 тыс.т нефти, 96.8 тыс.т жидкости и 40.8 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе 9.7 млн.м<sup>3</sup> растворенного и 31.1 млн.м<sup>3</sup> прорывного.

Скважина 116 введена в эксплуатацию в июле 2012 г. с начальным дебитом нефти 931 т/сут и газовым фактором 116.7 м<sup>3</sup>/т. Максимальный дебит нефти 1387 т/сут достигнут в августе при газовом факторе 115.8 м<sup>3</sup>/т. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 1103 т/сут, дебит жидкости 1190 т/сут, газовый фактор 284.2 м<sup>3</sup>/т, обводненность продукции 7%. Снижение дебитов нефти и жидкости обусловлено наметившемся прорывом газа газовой шапки. За период эксплуатации из скважины отобрано 220.0 тыс.т нефти, 226.5 тыс.т жидкости и 37.6 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе 22.9 млн.м<sup>3</sup> растворенного и 14.7 млн.м<sup>3</sup> прорывного.

Скважина 114 введена в эксплуатацию в сентябре 2012 г. с начальным и одновременно максимальным дебитом нефти 368 т/сут(452 м<sup>3</sup>/сут) и газовым фактором 126.8 м<sup>3</sup>/т. Уже в октябре газовый фактор достиг 381.4 м<sup>3</sup>/т при дебите нефти 347.9 т/сут. После этого, темп роста газового фактора возрастает, обусловленный более интенсивным прорывом газа газовой шапки. На 01.01.2013 г. дебит нефти составляет 227 т/сут, дебит жидкости 236 т/сут, газовый фактор 916.6 м<sup>3</sup>/т, обводненность продукции 4%. Снижение дебитов нефти и жидкости обусловлено прорывом газа газовой шапки. За период эксплуатации из скважины отобрано 33.5 тыс.т нефти, 34.2 тыс.т жидкости и 16.6 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе 3.5 млн.м<sup>3</sup> растворенного и 13.1 млн.м<sup>3</sup> прорывного.

Скважина 109 введена в эксплуатацию в декабре 2012 г. с начальным дебитом 894.2 т/сут (1100 м<sup>3</sup>/сут) и газовым фактором 112.6 м<sup>3</sup>/т. Следует отметить, что в течение месяца дебит нефти изменялся от 323 т/сут до 1296 т/сут. Скважина является высокодебитной. За период эксплуатации из скважины отобрано 25.9 тыс.т безводной нефти и 2.9 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе 2.7 млн.м<sup>3</sup> растворенного и 0.2 млн.м<sup>3</sup> прорывного.



## 2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки

На месторождении им. Ю. Корчагина разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомсконадъяруса и волжского яруса ведется на основании утвержденного проектного документа.

Сопоставление фактических и проектных показателей разработки в целом по месторождению приведено на рисунке 2.2.

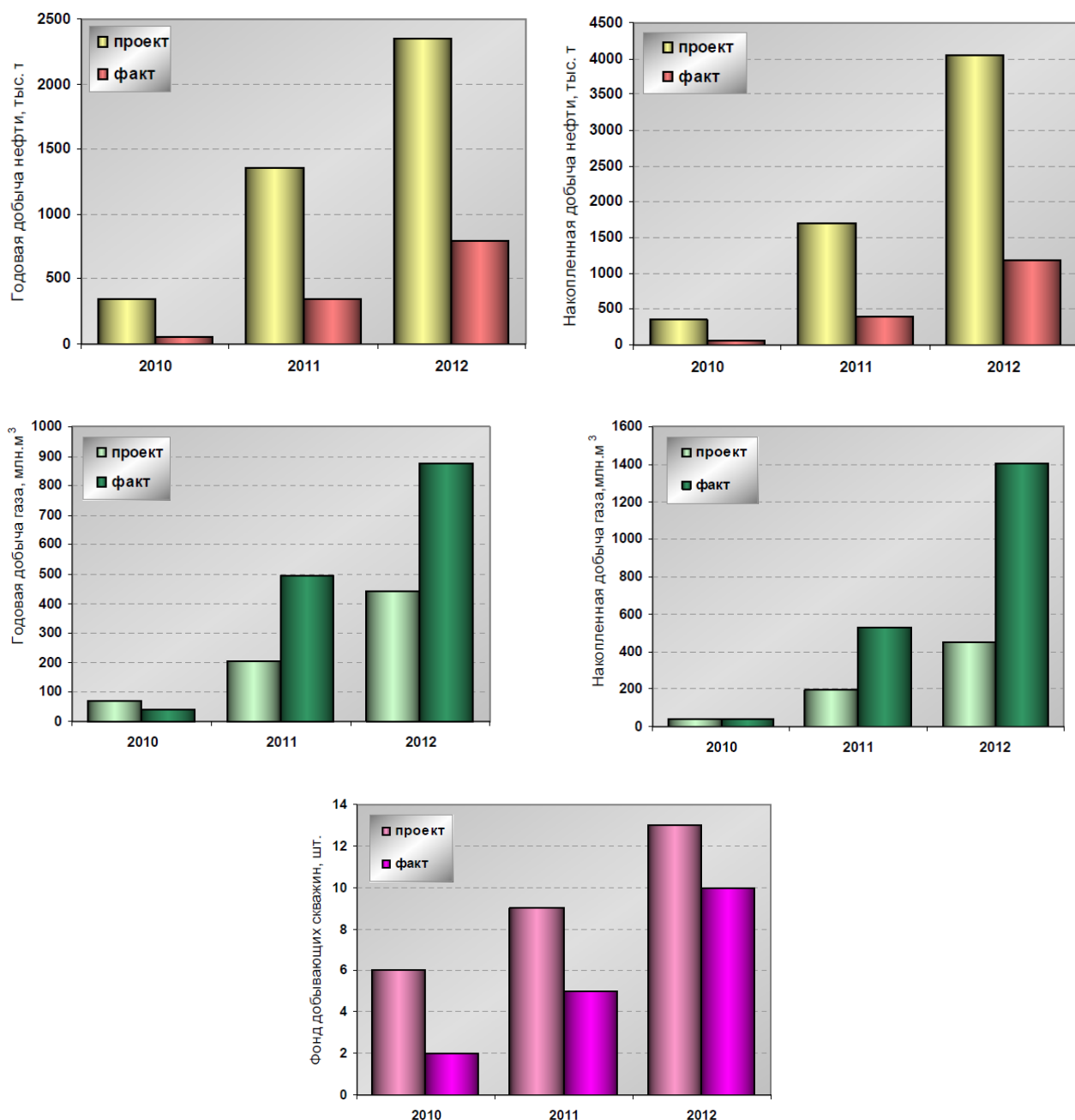


Рисунок 2.2 - Сравнение фактических и проектных показателей

Из представленных данных видно, что в период 2010-2012 гг. фактические уровни добычи нефти и жидкости существенно ниже проектных показателей.

В 2010 г. фактическая добыча нефти 55.3 тыс.т и жидкости 55.5 тыс.т ниже их проектных значений (343.3 и 343.5 тыс.т) на 84 %.

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 неокомскогонадьяруса. В процессе бурения первых скважин были получены данные, которые изменили представления о геологическом разрезе месторождения. 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 2012 г. составляет - 0.065 мкм (по проекту 1.65 мкм). Во-вторых, с более высоким газовым фактором, составляющим в среднем 694 м<sup>3</sup>/т, (по проекту 126 м<sup>3</sup>/т), обусловленным прорывом газа газовой шапки. Причем, как показала эксплуатация скважин, результаты расчетов на фильтрационной модели и закачка трассеров в газонагнетательную скважину G-1 (раздел 3.3.4), источником прорывного газа

являются как газовая шапка волжского яруса, так и газовая шапка залежи неокомскогонадьяруса.

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 пуска наладочных работ.

В 2011 г. фактическая добыча нефти и жидкости (338.1 и 403.8 тыс.т) также оказалась ниже проектной (1351.5 и 1435.6 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 неокомскогонадьяруса;

- 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 оказалась меньше проектной, что объясняется более неоднородным распространением пластов-коллекторов. Так, например, дебит скважины 110 прогнозировался при Lгеэфф, равной 856 м, а по факту она составила 456 м;

- фактическая обводненность добываемой продукции (32.3 %) по новым скважинам неокомскогонадьяруса 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, керн 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 м<sup>3</sup>/т, а по скважинам неокомской залежи фактический газовый фактор (290 м<sup>3</sup>/т) более чем вдвое превысил проектный (104.3 м<sup>3</sup>/т).

Невыполнение плана по использованию попутного газа в 2011 г. (92 %) обусловлено следующим. Фактический газовый фактор в целом по месторождению достигал 1 460 м/т (при проектном 115.7 м/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 (2 347.5 и 2 932.6 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 неокомскогонадьяруса;

- 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 неокомскогонадьяруса 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.

### **2.3 Методы интенсификации добычи нефти**

Учитывая сравнительно небольшие глубины залегания эксплуатационных объектов и наличие газовых шапок на залежах неокомских отложений и волжского яруса, их разработка планируется при опережающей выработке нефтяных оторочек на естественном смешанном режиме дренирования (расширения газовой шапки и упруговодонапорного).

В связи с отсутствием газопровода до 2013г., первые три года разработки (2010-2012гг.) планируется утилизация всего добываемого газа на месторождении за минусом газа, требующегося на собственные нужды, в газовую шапку неокома с помощью одной газопоглощающей скважины. Для утилизации попутно добываемой воды предусмотрено строительство трех водопоглощающих скважин, одна из которых вскрывает законтурную область залежи волжского яруса, а две другие - водоносную область залежей неокома и волжского яруса, что обусловлено мощностью закупленного насосного оборудования, рассчитанного на предельное устьевое давление водопоглощающих скважин не более 8 МПа.

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. Для очистки призабойных зон пласта волжского яруса возможно применение малопорционных кислотных обработок.

Сохранение коллекторских свойств продуктивных отложений базируется на качественном первичном вскрытии пласта при бурении скважин. С этой целью предусмотрено применение специальных полимерных буровых растворов и, в качестве добавок к ним, наполнителей, обеспечивающих

обратимую кольматацию, например, Varcarb (мраморная крошка растворимая в соляной кислоте), ЭН-1 (эластомерный наполнитель на основе каучуков различного назначения растворимый в углеводородах). Таким образом, основное направление работ по вскрытию пластов должно обеспечить либо сохранение естественной проницаемости, либо создавать предпосылки для обратимой кольматации призабойной зоны.

Залежь неокома планируется разрабатывать горизонтальными скважинами (ГС). Применение ГС способствует снижению депрессии на пласт, увеличению охвата пласта вытеснением и коэффициента нефтеизвлечения.

Эффективность применения ГС с длинами горизонтальных стволов до 5 км и выбранных режимов работы скважин представлена в таблице 2.2.

С целью определения прироста добычи нефти за счет удлинения стволов скважин были проведены дополнительные расчеты. При этом продолжительность периода стабильной добычи составляет три года. Накопленная дополнительно добытая нефть за период выработки нефтяной оторочки (2010-2039 гг.) достигает 9 509 тыс. т, при этом прирост коэффициента нефтеизвлечения (КИН) - 10.5 пункта.

В рассмотренных вариантах, при достижении газожидкостного отношения  $375 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , дебит по жидкости в скважине уменьшается в 10 раз. Дальнейшая эксплуатация с низкими дебитами не позволяет достигнуть утвержденного значения КИН. Поэтому рассмотрен вариант, предусматривающий периодическое увеличение в работающих скважинах дебита жидкости до начальной величины. Это становится возможным, т.к. при эксплуатации скважин с низкими дебитами в течение трех-шести месяцев существенно уменьшаются прорывы газа и воды. Кроме того скважины, остановленные ввиду загазованности или обводнения добываемой продукции, после простоя также вступают в эксплуатацию с начальными дебитами по жидкости.

Одной из основных проблем при проведении мероприятий по интенсификации притока в горизонтальных стволах скважин является

достижение равномерного профиля притока, ограничение и изоляция прорывов газа и воды. Поэтому после уточнения детального геологического строения (ориентировочно через 4-5 лет) планируется провести опытные работы по испытанию «интеллектуального» оборудования, позволяющего минимизировать загазование и обводнение скважин. Оно, как правило, состоит из регулируемых секционных фильтров, позволяющих разделить горизонтальный участок на несколько интервалов, и при загазовании одного из них можно производить его отключение. Выделение этих интервалов и определение их количества в горизонтальных стволах скважин необходимо осуществлять с учетом геологического строения в зависимости от проницаемостей вскрываемых зон.

Таблица 2.2 - 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	2010	2011	2012	2013	2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044			
<b>1. Горизонтальные скважины (удлинение стволов)</b>																
а) число пробуренных скважин	-	1	3	4	5	3	5							21	21	
б) доп. добыча нефти, тыс.т	-	29	555	1 596	1 449	1 204	3 208	961	342	135	30			9 509	9 509	0.105
<b>2. Периодическая работа скважин</b>																
а) количество проведенных (прогн.) операций	-													0	0	
б) доп. добыча нефти, тыс.т	-						1 017	1 319	1 125	742	248	130		4 582	4 582	0.051
<b>Всего дополнительно добыто нефти, тыс.т</b>	-	<b>29</b>	<b>555</b>	<b>1 596</b>	<b>1 449</b>	<b>1 204</b>	<b>4 225</b>	<b>2 280</b>	<b>1 467</b>	<b>877</b>	<b>278</b>	<b>130</b>	<b>0</b>	<b>14 092</b>	<b>14 092</b>	<b>0.156</b>



### **3. Заканчивание длинных горизонтальных скважин**

Объектами разработки в данной технологической схеме являются продуктивные отложения на морском месторождении им. Ю. Корчагина.

Для разработки месторождения предполагается строительство наклонно-направленных с горизонтальными окончаниями эксплуатационных скважин.

К строительству наклонно-направленных и горизонтальных скважин на морских месторождениях предъявляются высокие требования, выполнение которых обеспечивает успешное доведение скважин до проектных глубин, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, эксплуатацию скважин в период разработки месторождений.

Для выполнения указанных требований и обоснованного выбора конструкций скважин в работе представлен материал о геологических условиях бурения, глубинах залегания продуктивных пластов, пластовых давлениях и давлениях гидроразрыва, интервалах возникновения осложнений в виде газонефтеводопроявлений (ГНВП), поглощений, обвалов, осыпей, сужений, кавернообразований по ранее пробуренным скважинам.

#### **3.1 Использование длинных горизонтальных скважин на месторождении им. Ю. Корчагина**

Глубина залегания продуктивных отложений (глубина скважины) и диаметр эксплуатационной колонны являются определяющими для выбора диаметров промежуточных обсадных колонн и кондуктора. В качестве эксплуатационной колонны для месторождения им. Ю. Корчагина приняты обсадные трубы диаметром 245 мм, что способствует проводке скважины кустовым способом с наклонно-направленными и горизонтальными стволами. Количество промежуточных колонн и глубина их спуска выбраны на основании данных графиков совмещенных давлений, стратиграфического разреза и фактических горно-геологических условий (осложнений, осыпей, обвалов и т.д.), полученных при бурении поисковых и разведочных скважин. Используя

представленные данные, разработана типовая (базовая) конструкция эксплуатационных скважин для месторождения им. Ю. Корчагина с обоснованием глубины спуска промежуточных колонн, высоты подъема цемента, описание которых приводится ниже.

При бурении с морской ледостойкой стационарной платформы и блок-кондуктора предусматривается забивка водоотделяющих колонн  $\varnothing 762$  мм в период строительства МЛСП и БК с последующей установкой дивертора в подроторном пространстве.

Общая длина водоотделяющей колонны (ВК) диаметром 762 мм составляет не менее 120 м (85 м от дна моря), что обеспечивает укрепление устья скважины, установку дивертора и создание циркуляции бурового раствора. Выбуривание породы из водоотделяющей колонны и последующее бурение подкондуктор осуществляется долотом  $\varnothing 660.4$  мм.

Кондуктор диаметром 508 мм спускается на глубину 600 м (по вертикали) с целью перекрытия четвертичных и неогеновых отложений, склонных к интенсивным осыпям, обвалам, изоляции майкопских глин палеогена, склонных к разбуханию, сужению ствола и прихватам. Башмак устанавливается в подошву майкопских отложений, для создания надежной крепи перед вскрытием газопроявляющих отложений палеоцена и верхнего мела. Цементируется 508 мм кондуктор двумя цементами: плотностью  $1.4 \text{ г/см}^3$  (с добавкой полых стекломикросфер (ПСМС)) в интервале от 500 м до дна моря и  $1.91-1.93 \text{ г/см}^3$  от башмака колонны и до 500 м соответственно.

Далее долотом  $\varnothing 444.5$  мм бурится ствол под техническую колонну. Техническая колонна диаметром 339.7 мм спускается с целью перекрытия отложений верхнего мела, склонных к осыпям и обвалам и создания надежного устья перед вскрытием газопроявляющих отложений нижнего мела и неокома. Расчетная глубина установки башмака колонны 985 м (по вертикали). Цементируется цементами двух плотностей:  $1.58 \text{ г/см}^3$  (с добавкой ПСМС) в верхней части и  $1.91-1.93 \text{ г/см}^3$  в нижней (200 м выше башмака). Высота подъема цемента (ВПЦ) – 500 м выше башмака предыдущей колонны (по

стволу).

Эксплуатационная колонна диаметром 244.5 мм спускается в кровлю продуктивного пласта выше ГНК на глубину около 1500 м (по вертикали) для перекрытия отложений нижнего мела, создания надежного устья перед вскрытием газонефтепроявляющих отложений неокома, предупреждения геологических осложнений и последующей добычи УВ. Бурение под эксплуатационную колонну производится долотами  $\varnothing$  311.2 мм.

Цементируется 244.5 мм эксплуатационная колонна цементом плотностью  $1.77 \text{ г/см}^3$  (с добавкой ПСМС), ВПЦ – 500 м выше башмака колонны 339.7 мм (по стволу).

Из-под башмака 244.5 мм колонны производится вскрытие продуктивного пласта долотом  $\varnothing$  215.9 мм и бурение горизонтального ствола в нефтеносных отложениях протяженностью до 5000 м. Данный интервал перекрывается 177.8 мм хвостовиком-фильтром, оборудованным цементировочным пакером и цементировочной муфтой, устанавливаемыми примерно на 6 м (по вертикали) ниже газонефтяного контакта (ГНК). Это позволит провести цементаж верхней части хвостовика и изолировать газовую шапку, не загрязняя продуктивный пласт в зоне установки фильтров.

Голова хвостовика устанавливается на 500 м (по стволу) выше башмака эксплуатационной колонны. Верхняя часть хвостовика  $\varnothing$  177.8 мм цементируется раствором плотностью  $1.77 \text{ г/см}^3$ .

Альтернативным вариантом является спуск эксплуатационной колонны диаметром 244.5 мм ниже ГНК на глубину около 1565 м, при этом газовая шапка изолируется цементажем эксплуатационной колонны при необходимости с использованием цементировочного пакера. После чего производится бурение горизонтального участка ствола скважины, спуск 177.8 мм хвостовика-фильтра с не цементируемым пакером. Голова хвостовика устанавливается на 150 м (по стволу) выше башмака эксплуатационной колонны. В обоих случаях горизонтальная часть ствола скважины оборудуется противопесчаными фильтрами с расширяющимися пакерами.

При расчетах профилей скважин учитывались параметры, определяющие возможность прохождения обсадных колонн по стволу скважин.

На рисунках 3.1-3.2 показаны типовые профили наклонно-направленных с горизонтальными окончаниями добывающих скважин неокома и волжского яруса, характерных для месторождения им. Ю. Корчагина.

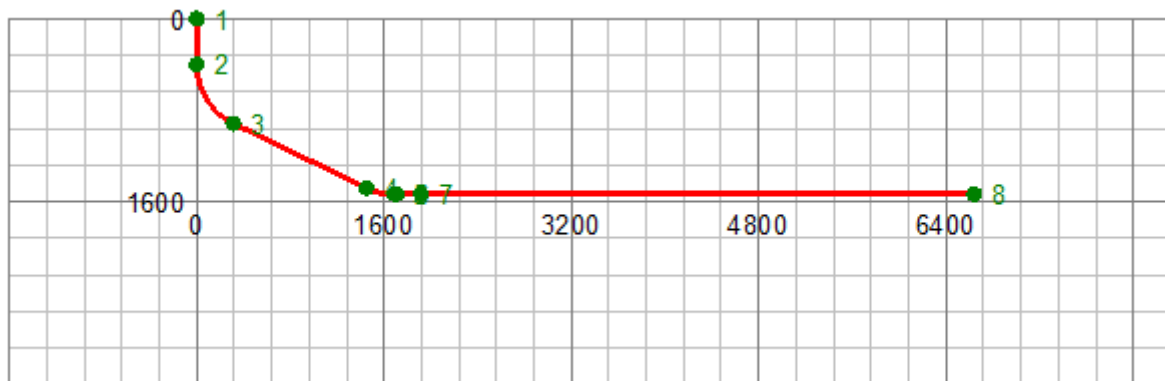


Рисунок 3.1 -Типовой профиль добывающей скважины с горизонтальным окончанием на неокомскийнадырус при большом отклонении забоя от устья

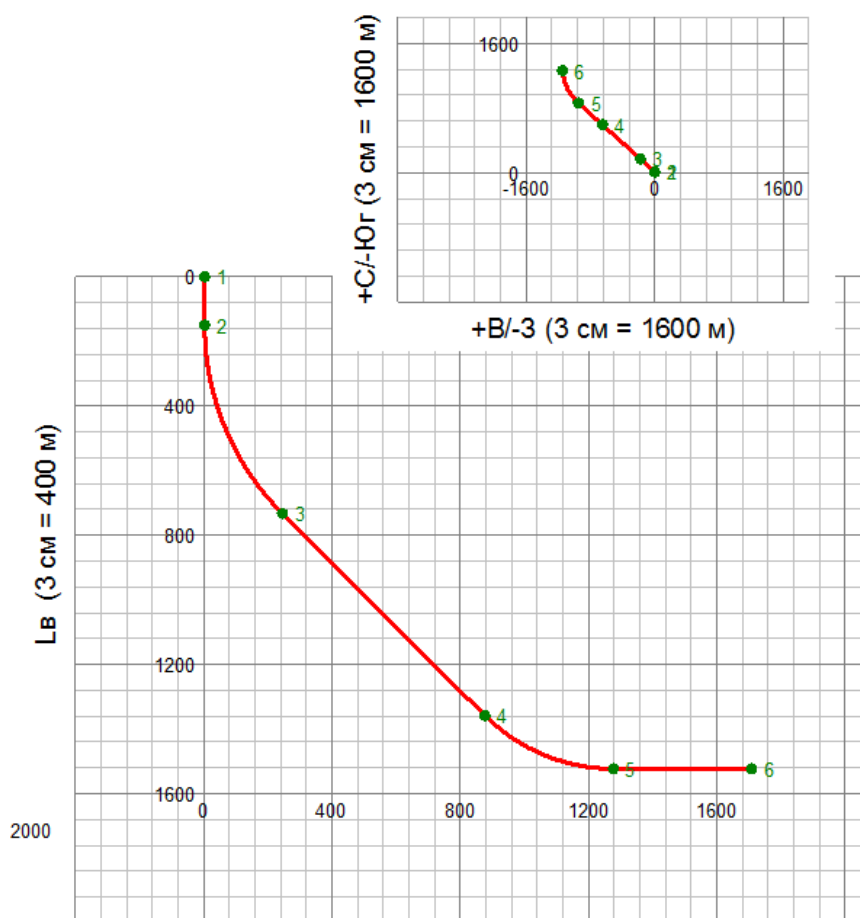


Рисунок 3.2 -Типовой профиль добывающей скважины с горизонтальным окончанием на волжский ярус

На рисунке 3.3 представлена разбивка на группы по длине горизонтальных скважин на месторождении им Ю.Корчагина.

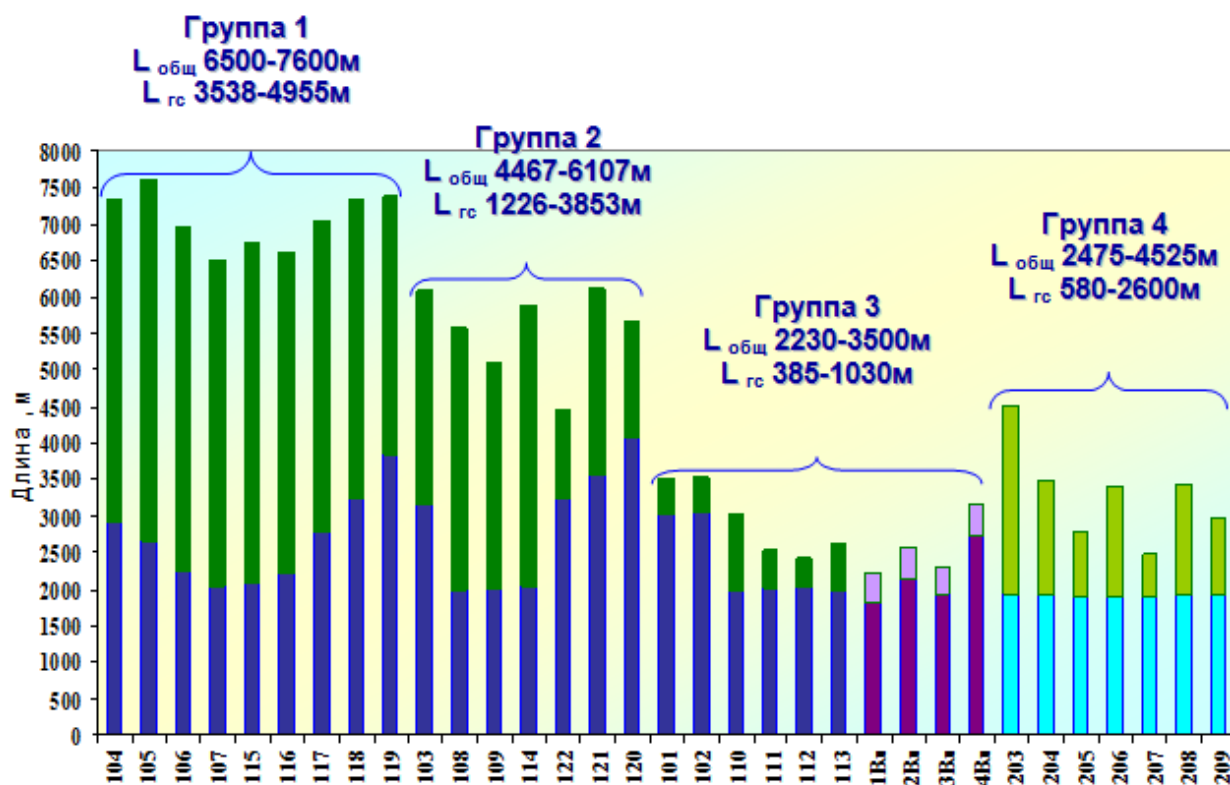


Рисунок 3.3 - Разбивка скважин на группы в зависимости от их протяженности и длины горизонтального ствола

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

Влияние технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях: механических примесей от обводнённости продукции; механических примесей от депрессии на пласт; механических примесей от коэффициента продуктивности скважин. Однако анализ большого числа факторов, влияющих на вынос механических примесей из скважин, свидетельствует о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе

эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени.

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

- подбор износостойкого оборудования;
- закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- установка скважинных фильтров.

В качестве борьбы с пескопроявлением на горизонтальных скважинах месторождения им Ю. Корчагина в качестве хвостовиков используются противопесочные фильтры с проволочной обмоткой зарубежного исполнения. На основании гранулометрического анализа состава взвешенных частиц в качестве размера щелей фильтроэлемента был выбран размер 300 микрон. Данный размер стимулирует вынос мелких частиц и очищение прифильтровой зоны от шлама и мелких фракций, а также предотвращает попадание крупных частиц в скважину, грозящих эрозией подземного и устьевого оборудования и потерей контроля за работой скважины [6,7,8].

Одним из самых критичных моментов при заканчивании горизонтальных скважин является использование заколонных разбухающих пакеров. Разбухающие пакеры представляют собой специальную резину, которая разбухает до определенных размеров при контакте либо с водой, либо с нефтью. В случае возможных проблем с обводненностью скважины, рекомендуется ставить такие пакеры попарно на каждую зону. Существует значительный риск повреждения резины разбухающих пакеров при спуске в горизонтальные скважины со значительной интенсивностью искривления ствола, поэтому такие компоновки оснащаются центраторами.

Существует несколько факторов, объясняющих растущую популярность использования данного оборудования. В случаях, когда ствол скважины проведен по хорошо сцементированным или карбонатным породам (при заканчивании горизонтальной скважины тем или иным видом противопесочного фильтра или перфорированной трубой) значительная часть

потока пластового флюида может протекать в затрубном пространстве между стенкой скважины и внешним диаметром трубы. Соответственно, данный объем пластового флюида будет попадать внутрь фильтра только в пяточной части горизонтальной скважины. Таким образом, при прорыве воды или газа в добывающую скважину, законченную без использования заколонных пакеров, определить интервал прорыва по результатам промыслово-геофизических исследований не представляется возможным. Также практически невозможно будет провести эффективные ремонтно-изоляционные работы по устранению интервала прорыва воды или газа путем закачки различных тампонажных и изолирующих растворов (в виду их перетока в другие зоны по затрубному пространству). Использование заколонных пакеров и сегментация с помощью них ствола скважины на несколько зон позволит не только точно выявить проблемный интервал с помощью ПГИ, но и в последующем эффективно изолировать данный интервал прорыва газа или воды. При этом появляется возможность решить проблему не только с помощью закачки тампонажных или других изолирующих растворов, но и с помощью установки моста из глухих труб и заколонных пакеров внутрь текущего заканчивания скважины. Также использование заколонных пакеров позволяет отсечь глухими трубами интервалы глин. Это необходимо для предотвращения массивной миграции глинистых частиц по затрубному пространству и последующему засорению противопесочных фильтров [9].

### 3.2 Модификация системы заканчивания длинных горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали

Скважины с большим отходом от вертикали вводятся в эксплуатацию по всему миру. На рисунке 3.4 представлены подобные скважины с точкой отметки по забою (вертикальная глубина и глубина по стволу скважины).

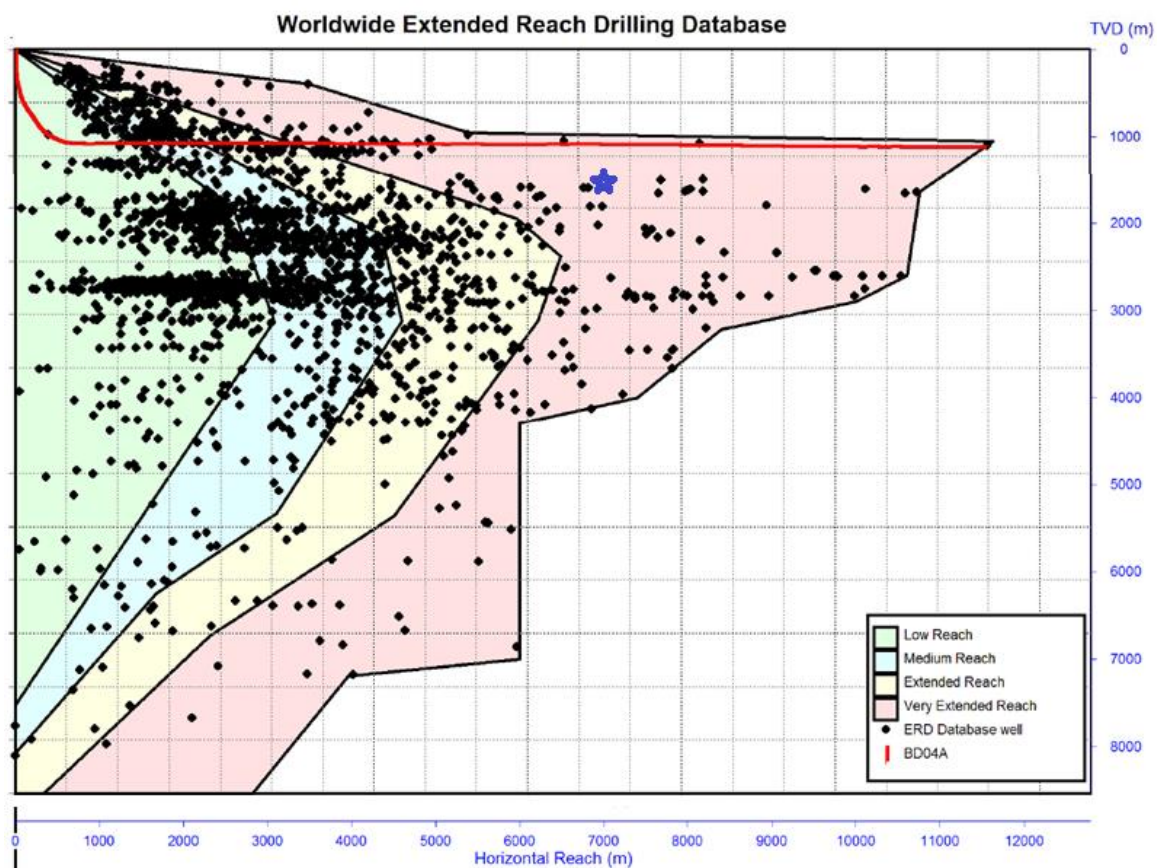


Рисунок 3.3 - Скважины с большим отходом от вертикали.

Звездочкой отмечены типовые скважины на месторождении им Ю.Корчагина (глубина по вертикали 1530 метров, общая длина скважины 7000 метров, длина горизонтального открытого ствола более 5000 метров).

Существенной проблемой при разработке месторождения им Ю.Корчагина стали прорывы газа из газовой шапки. Характерное поведение газового фактора и обводненности для одной из скважин месторождения им Ю.Корчагина представлено на рисунке 3.4.



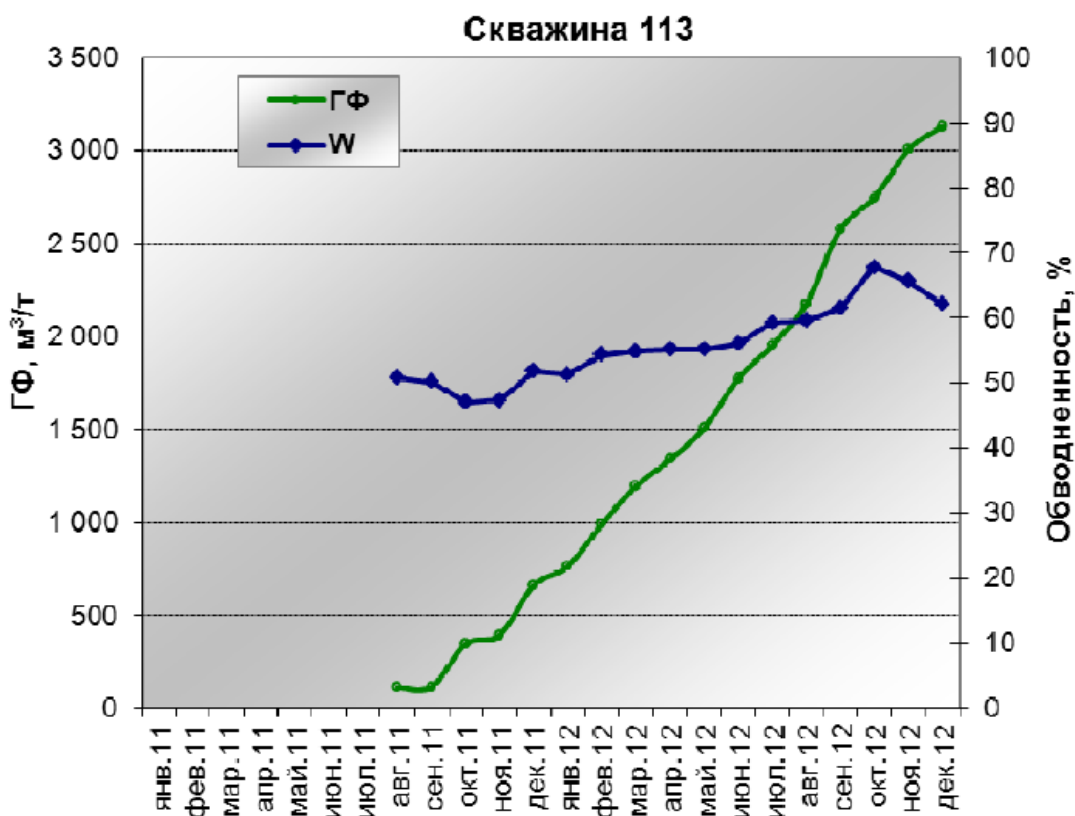


Рисунок 3.4 - Характерное поведение ГФ для скважины P113

Причинами преждевременного прорыва газа на скважинах месторождения имени Ю.Корчагина стали:

- Неравномерное распределение профиля депрессии.
- Существенная неоднородность по проницаемости вдоль ствола скважины.

На рисунке 3.5 представлено распределение депрессии по стволу длинной горизонтальной скважины.

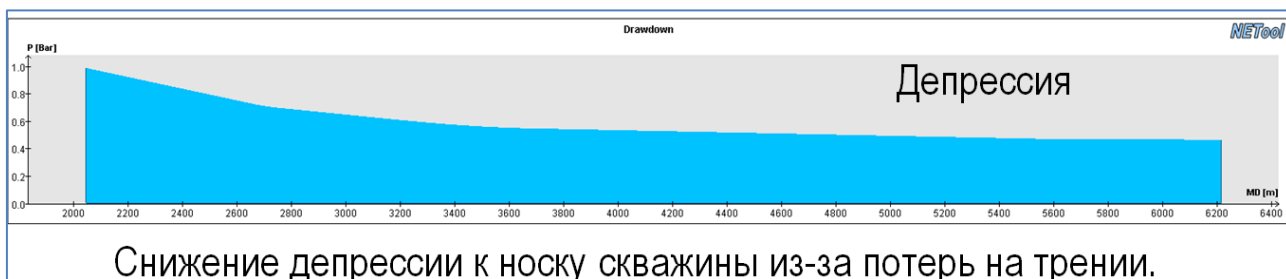


Рисунок 3.5 - Распределение депрессии вдоль ствола скважины

Скважины месторождения имени Ю.Корчагина работают на небольших депрессиях (1-3 атмосферы). Как видно из данного рисунка, потери на трении для длинных горизонтальных скважин могут составить от 30% до 50.

Соответственно при таком распределении депрессии существенный риск прорыва газа по пяточной области.

На рисунке 3.6 представлено распределение проницаемости по стволу длинной горизонтальной скважины. Как видно из данного рисунка можно предположить больший риск прорыва газа по высокопроницаемым интервалам.

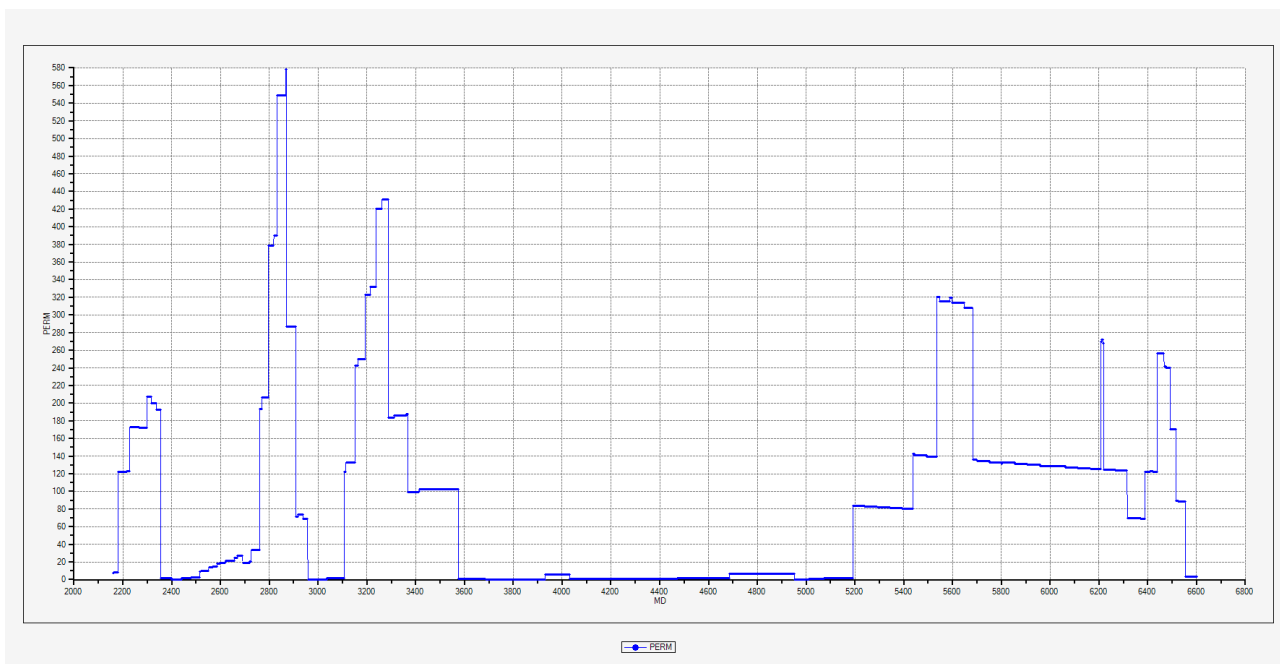


Рисунок 3.6 - Профиль проницаемости

Отложить прорывы газа возможно с помощью технологии устройств контроля притока [10,11,12]. За последние несколько лет в России на различных месторождениях было проведено несколько опытно-промышленных работ и началось внедрение пассивных систем контроля притока зарубежных производителей для оптимизации работы законченных открытым стволом скважин. Данные системы представляют собой противопесочные фильтры с установленными на них устройствами контроля притока. Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью деления скважины заколонными пакерами на сегменты стараются

добиться отсутствия перетоков между ними.

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

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа устройств контроля притока, производимых зарубежными компаниями, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта, - трубочно-винтовой и штуцерный. На рисунке 3.7 и рисунке 3.8 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство Бейкер-Хьюз) и штуцерные системы (производство Шлюмберже) соответственно [13].



Рисунок 3.7 - Устройство контроля притока (Бейкур-Хьюз).



Рисунок 3.8 - Устройство контроля притока (Шлюмберже).

Например подобная расстановка штуцеров позволит нивелировать потери на трении и выровнять профиль депрессии и отложить прорыв газа и воды (рисунок 3.9).

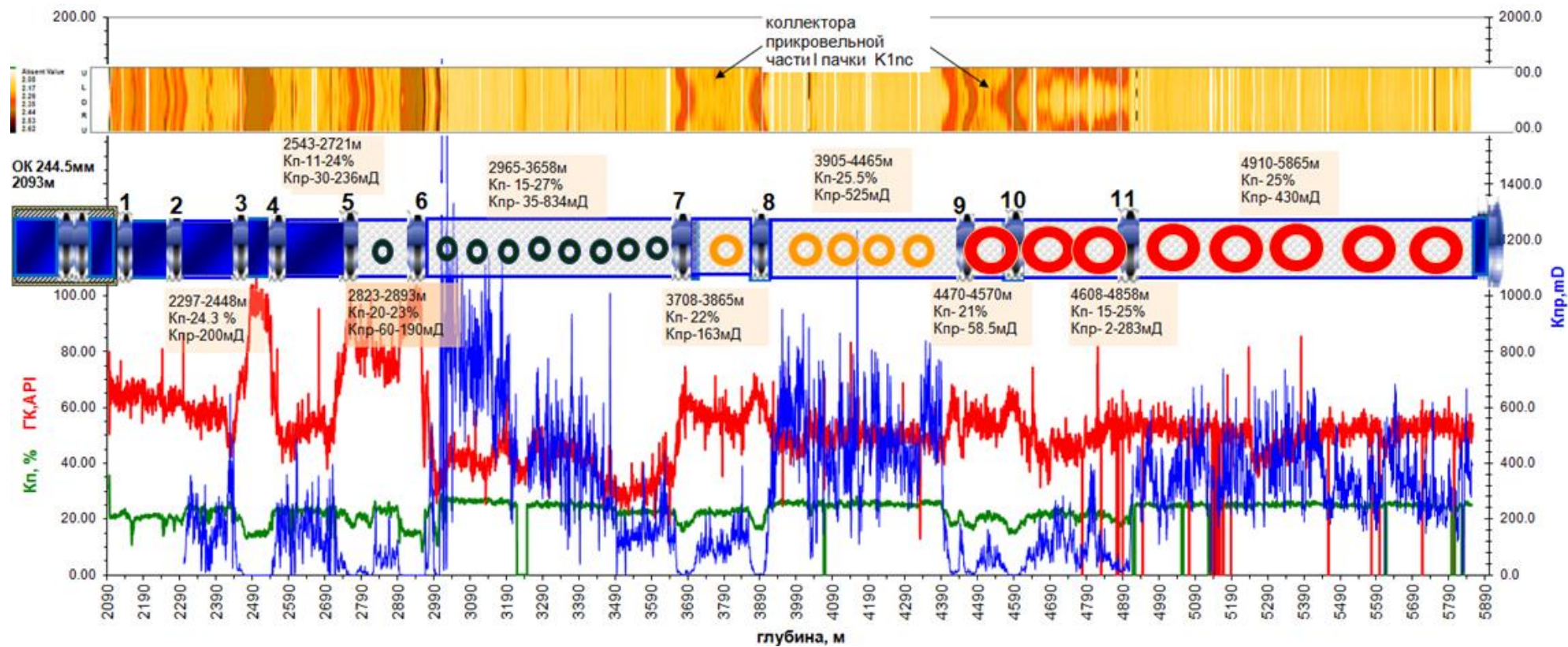


Рисунок 3.9– Дизайн штуцерного устройства контроля притока для выравнивания депрессии

Еще одним преимуществом использования штуцерных устройств контроля притока является возможность использовать запирающие клапаны внутри штуцера (рисунок 3.10). Данная технология позволит избежать использования промывочной трубы во время спуска фильтров хвостовика в скважину, что значительно уменьшит время спуска оборудования в скважину.



Рисунок 3.10 - Технология Rescheck

## **4 Безопасность и экологичность**

Целью раздела является систематизация информации, действующей нормативно-правовой документации и требований, необходимых для предотвращения и предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазовой промышленности и недопущения экологических бедствий в районах проведения работ.

Следуя принципам социальной ответственности к соблюдению требований в области промышленной безопасности, охраны труда и здоровья работников, обеспечению безаварийной производственной деятельности необходимо неукоснительно выполнять требования законодательства и совершенствовать внутренние стандарты в соответствии с передовой мировой практикой.

### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на месторождении им Ю.Корчагина, представлены в таблице 4.1 [14].

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

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда [15].

#### **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ происходит на открытом пространстве морской платформы. Северный Каспий является самой мелководной частью



Каспийского моря. Максимальная глубина 26 м.

Северная часть Каспийского моря находится в полосе континентального умеренного климата. Характерные черты климата – преобладание антициклональных условий погоды, сухие ветры, резкие изменения температуры воздуха.

Среднегодовая температура – плюс 10,1°С. Летний максимум – плюс 36°С, зимний минимум – минус 32°С. Среднемесячная летняя температура (июль-август) – плюс 24-26 °С. Температура поверхностного слоя воды в этот период – плюс 24 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 145 мм.

Для обогрева работников на платформе установлены помещения с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

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

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20°С [16].

#### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на морской платформе круглый год в круглосуточном режиме [17]. Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup> [18].

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

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

одежды.

Уровень звукового давления на площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2 [19].

Таблица 4.2 – Характеристики производственного освещения

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

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [20].

Каждый оператор ДНГ должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на рабочих местах, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [21].

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

#### **4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность

воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3 [22].

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

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

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

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед проведением газоопасных работ [23].

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

Морская буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [24].

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

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту

сферу безопасности [25].

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

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [15].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [15].

Таблица 4.4 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

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

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

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м<sup>3</sup> – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м<sup>3</sup> – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [26].

#### **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

При эксплуатации скважин на морской платформе возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Анализ возможных аварийных ситуаций [27]

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

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

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на морской платформе при выполнении операций составляет 80-120 человек.

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

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

#### 4.7 Экологичность проекта

Работы по охране недр на месторождении следует проводить по нескольким направлениям, основными из которых представляются следующие:

- достижение максимального извлечения углеводородов из эксплуатируемых

залежей;

- получение максимальной информации о недрах, вскрываемых скважинами;
- охрана пресных вод от загрязнения и истощения;
- сохранение природных гидродинамических условий разреза отложений;
- предохранение от разрушения и переформирования неразрабатываемых залежей углеводородов.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов, в т.ч. передача их другим специализированным организациям.

Выбор методов сбора отходов бурения осуществляется на основе результатов инженерно-геологических изысканий, прогнозируемого класса опасности отходов, условий предоставления во временное краткосрочное пользование земельного отвода, его категории и размеров [28]. Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одним из главных направлений развития ресурсной базы углеводородов в России являются шельфовые проекты. Российским добывающим компаниям жизненно необходим опыт работа на подобных проектах. Одним из таких проектов, запущенных в недавнее время является месторождение им.Ю.Корчагина.

Анализ разработки месторождения им Ю. Корчагина показал, что основной проблемой при разработке месторождения стали преждевременные прорывы газа из газовой шапки.

В дипломной работе предлагается использование штуцерных устройств контроля притока. Данная технология позволит выровнить профиль депрессии в длинных горизонтальных скважинах и “заштуцировать” высокопроницаемые зоны. Это позволит отложить прорывы воды и газа и существенно повысить эффективность разработки месторождения им Ю.Корчагина.

Использование запирающих клапанов внутри штуцеров позволит избежать использование промывочной трубы во время спуска фильтров хвостовика в скважину, что значительно уменьшит время спуска оборудования в скважину.



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

А.о – абсолютная отметка  
АГРП – автоматический гидроразрыв пласта  
АСПО – асфальто-смоло-парафинистые отложения  
ВГВ - водогазовое воздействие  
ВНК – водо-нефтяной контакт  
ВНФ - водонефтяной фактор  
ГВК – газо-водяной контакт  
ГДИС – гидро-динамические исследования скважин  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ГНК – газо-нефтяной контакт  
ГРП – гидроразрыв пласта  
ГСМ - горюче смазочные материалы  
ГТЭС - Газотурбинная электростанция  
ГШ – газовая шапка  
ДНС - дожимная насосная станция  
КИН – коэффициент извлечения нефти  
ММП – многолетнемёрзлым породам  
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение  
НИЗ – начальные извлекаемые запасы  
НКТ – насосно-компрессорная труба  
НМУ - неметановые углеводороды  
ОРЗ - одновременно раздельная закачка  
ПАВ – поверхностно активные вещества  
ПГИ- промышленные геофизические исследования  
ПДК - предельно допустимая концентрация  
ППД – поддержание пластового давления  
РИР - ремонтно изоляционные работы  
СЗЗ - санитарно защитная зона  
ФОН – фонтанный метод  
ЦПС - центральный пункт сбора.  
ЭЦН – электро-центробежный насос  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
УКП (ICD) – устройства контроля притока

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ и обобщение геолого – геофизических материалов, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине 2 Ракушечная и оперативный подсчет запасов по структуре /Отчет по договору 05V1269-159-05.-Рук. И.В. Воронцова.- ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2005 г,-456 с
2. Анализ и обобщение геолого – геофизических материалов, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине 4 Ракушечная и оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении им. Ю.Корчагина /Отчет по договору 06V095-93-06.-Рук. И.Б. Федотов.- ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2006 г,120с
3. Групповой рабочий проект №574 на строительство эксплуатационных скважин на месторождении им. Ю. Корчагина (ЛСП-1) Договор №08V1150-87/08 ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»,2008г.
4. Кустышев А.В. « Особенности эксплуатации шельфовых месторождений» Курс лекций.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2005.- 112 с.
5. Отчет «Каспийский проект месторождения имени Юрия Корчагина» ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»- 2011 год – 2-3с.
6. Штурн Л.В., Кононенко А.А., Денисов С.О. Отечественные фильтры для заканчивания скважин // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – М.: Издательство ЗАО
7. Мелик-Асланов Л.С., Везиров А.Р. “Проблема песка при добыче нефти.”// Журнал “Азерб. нефтяное хозяйство”, 1981, №9.
8. Бондаренко В.А., Гюлумян Е.К., Савенок О.В. Анализ методов борьбы спескопроявлениями на месторождениях Краснодарского края и разработка эффективных технологий. Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». 28-31 октября 2014 г. – Пермь: Издательство Пермского национального

- исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 215-218.
9. Brekke K., Lien S.C.: “New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone” // SPE Drilling and Completion. – 1994. –V.9. –P. 205-209.
  10. M. Chertenkov, Lukoil; S.V. Deliya, D.A. Semikin, G.A. Brown, A. Bayanova, E. Kanevsky, M. Nukhaev, A. Shapovalov, Y. Pormeyster: "Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagina Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors" // SPE 159581, 2012
  11. Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction // Paper SPE 112471, 2008.
  12. Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И.: “Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах” // Нефтяное хозяйство // 2007 #11
  13. Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 #11
  14. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация / Москва, ЦНИИПромзданий, 1974.
  15. 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
  16. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» / Москва, ФГУП ЦНС, 2003.
  17. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
  18. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
  19. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным

- санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
20. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» / Москва, ОАО ЦНИИПромзданий, 2009.
  21. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация / Москва, Научно-исследовательский институт медицины труда РАМН, 1987.
  22. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» / Москва, Издательство стандартов, 2009.
  23. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности / Москва, ЗАО НТЦ ПБ, 2009.
  24. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования / Москва, Издательство стандартов, 1976.
  25. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» / Москва, Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ, 2007.
  26. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» / Москва, 2008.
  27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности / Москва, ЗАО НТЦ ПБ, 2009.
  28. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности / Москва, ЦНИИПромзданий, 1976.