

ПАО «ЛУКОЙЛ»

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,

член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс» (СРО-П-113-12012010)

регистрационный номер в реестре членов СРО №147

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми

Организация-заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

ДОКУМЕНТАЦИЯ:

**на капитальный ремонт скважин
№№ 11 (БС 2), 103, 105, 114 (БС 2)
на месторождении им. Ю. Корчагина (ЛСП-1)**

Договор 19V1195/19B0357

Раздел 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ТОМ 1



Волгоград 2021

ПАО «ЛУКОЙЛ»

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс» (СРО-П-113-12012010)
регистрационный номер в реестре членов СРО №147
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИНефть» в г.Перми

Организация-заказчик:

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

«ДОКУМЕНТАЦИЯ

№№ 11 (БС 2), 103, 105, 114 (БС 2)
на месторождении им. Ю. Корчагина (ЛСП-1)»

Договор № 19V1195/19B0357

Раздел 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1

Начальник отдела проектирования
строительства скважин на море и на суше

«24» сентября 2021 г.



Д.А. Овчинников

Документация разработана в соответствии с нормами, правилами, инструкциями и государственными стандартами.

Главный инженер проекта

«24» декабря 2021 г.



А.И. Сухарьков

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» - член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс»,
регистрационный номер СРО-П-113-12012010
регистрационный номер в реестре членов СРО №147
Решение о приеме в члены СРО (дата, номер) 21.02.2011, №18

Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации: отсутствуют

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ I. Пояснительная записка.....	6
1.1 Основание для разработки документации.....	7
1.2 Исходные данные для разработки документации	8
1.3. Сводные технико-экономические данные.....	9
1.4. Общие сведения о конструкции скважин.....	10
1.5. Сведения об отводимом участке акватории.....	12
1.6. Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов	13
1.7. Сведения о магистральных дорогах и водных путях	13
1.8. Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважины	15
1.9. Потребность в транспортных средствах, плавсредствах и крановом оборудовании для производства работ.....	16
Список нормативно справочных инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважин	17
ПРИЛОЖЕНИЯ	20
Приложение 1. <i>Техническое задание на разработку документации</i>	21
Приложение 2. <i>Ситуационный план</i>	60
Приложение 3. <i>Лицензия МПР России ШКС № 11386 НР от 22 января 2003г. ...</i>	61
Приложение 4. <i>Акт готовности бурового комплекса</i>	66
 <i>О ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕВООРУЖЕНИИ МЛСП (ПЕРВАЯ ОЧЕРЕДЬ):</i>	
Приложение 5. <i>Письмо о направлении проектной документации в РТН</i>	70
Приложение 6. <i>Заключение экспертизы промбезопасности</i>	73
Приложение 7. <i>Письмо о соответствии заключения экспертизы промбезопасности и его утверждению</i>	76
 <i>РАЗРЕШЕНИЯ РОСТЕХНАДЗОРА:</i>	
Приложение 8. <i>Разрешение на применение ЛСП-1</i>	77
Приложение 9. <i>Разрешение на применение на буровой комплекс</i>	78
Приложение 10. <i>Разрешение на использование радиочастот</i>	79

РАЗДЕЛ 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

«Документация на капитальный ремонт скважин №№ 11 (БС 2), 103, 105, 114 (БС 2) месторождения им. Ю. Корчагина (ЛСП-1)» («Документация») выполнена в соответствии с «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 и Федеральным законом от 28.11.2011г. №337-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

«Документация» включает в себя Разделы с 1 по 10 и 10¹ согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 и Федеральному закону от 28.11.2011г. №337-ФЗ. Сведения и решения по капитальному ремонту скважин, применяемому оборудованию, используемым материалам и их количестве изложены в Томе 5 «Подраздел 5.6. Технологические решения. Документация на капитальный ремонт скважин №№ 11 (БС 2), 103, 105, 114 (БС 2) месторождения им. Ю. Корчагина (ЛСП-1)» (далее, Том 5 «Документации»). Геолого-технический наряд (ГТН), Техническое задание на разработку документации на капитальный ремонт скважин – в составе тома 5 «Документации».

Работы по капитальному ремонту скважин резкой боковых стволов №№ 11, 103, 105, 114 планируется осуществлять с морской ледостойкой стационарной платформы (ЛСП-1). Конструкция платформы выполнена с учетом требований обеспечения "нулевого сброса".

Цель бурения эксплуатационных скважин №№ 11 (БС 2), 103, 105, 114 (БС 2) – повышение нефтеотдачи пластов, увеличение охвата месторождения путем забурирования боковых стволов. Закачка попутной воды в отложения неокомского надъяруса и келловейского яруса для поддержания пластового давления. Закачка попутного газа для поддержания пластового давления.

Грунтовое основание ЛСП-1 исследовано ООО «Моринжгеология» в ходе инженерно-геологических изысканий, выполненных в 2003-2004г.г. В полном объеме данные изысканий, а также результаты лабораторных исследований грунтов содержатся в отчете «Инженерно-геологическая характеристика грунтового основания ледостойкой стационарной платформы №1 – ЛСП-1», подготовленном ООО «Моринжгеология» в 2005г. для ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». ООО «Моринжгеология» также были проведены инженерно-гидрографические изыскания.

Технические отчеты о результатах морских инженерных изысканий были представлены на Главгосэкспертизу в составе ТЭО (проекта) «Обустройство месторождения им. Ю. Корчагина» (первая очередь).

Проектная документация ТЭО (проект) «Обустройство месторождения им. Ю.Корчагина» (первая очередь) разработана генеральным проектировщиком ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИ-морнефть» (г.Волгоград) при участии ОАО «ЦКБ Коралл» (г. Севастополь, Украина); ЗАО «ЛУКОЙЛ-Информ» (г. Москва); ООО «Центр безопасности транспортных систем» (г. Новороссийск); ФГУП «КаспНИРХ» (г. Астрахань); ЗАО «Индустриальный риск» (г. Волгоград); ЗАО «Эс-корт-центр» (г. Санкт-Петербург); ФГУП «18 СКТБ ВМФ» (г. Санкт-Петербург).

В составе ТЭО (проект) была разработана Декларация промышленной безопасности (№ регистрации в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору №06-06(00).059-11-ЦПС).

В 2006г. проектная документация ТЭО (проект) получила положительное заключение Главгосэкспертизы России (№ 870-06/ГГЭ-2072/02, от 10.11.2006г.).

На месторождении была построена ледостойкая стационарная платформа (МЛСП), состоящая из двух модулей ЛСП-1 и ЛСП-2 (жилой модуль). В 2010г. месторождение введено в разработку.

По результатам бурения первых скважин возникла необходимость решения задачи по обеспечению стабильности стенок скважины, а также повышения качества первичного вскрытия продуктивных отложений, в связи с чем, Заказчиком было принято решение проведения технического перевооружения МЛСП, обеспечивающего применение буровых растворов на инвертной эмульсии.

В 2011г. была разработана проектная документация на техническое перевооружение существующих объектов месторождения им. Ю. Корчагина (МЛСП), предусматривающая перевод на бурение с использованием бурового раствора на основе инвертной эмульсии. Разработка проектной документации основана на ранее выпущенной и прошедшей экспертизу документации ОАО «ЦКБ «Коралл»» «Обустройство месторождения им. Ю. Корчагина (первая очередь)» 2005 г. (ТЭО (проект)). Проектная документация «Техническое перевооружение МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина (первая очередь)» получила заключение экспертизы промышленной безопасности № 7/1432.2011, выполненное ООО «НГБ-Энергодиагностика», регистрационный номер в РТН № 14-ПД-(Д)1459-2011 (Приложение 5, 6, 7). В составе проектной документации на техническое перевооружение МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина была разработана Декларация промышленной безопасности (регистрационный номер в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору №11-10(00) (Д)0134-14-ДР).

В 2011г. выполнено техническое перевооружение бурового комплекса для бурения скважин с горизонтальным окончанием буровым раствором на минеральной основе.

Геолого-технический наряд (ГТН), Наряд на производство буровых работ, Расчет времени на крепление скважины и Инженерные расчеты изложены в Приложениях к Тому 5 «Документации».

1.1. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основанием для разработки «Документации» являются следующие документы:

1. Лицензия на право пользования недрами ШКС 11386 НП от 22.01.2003г. Срок окончания действия лицензии 31.12.2199 г.
2. Паспорт на структуру «Широтная», подготовленную к глубокому бурению на нефть и газ, ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 1998 г.
3. Отчет по результатам испытаний в скважинах №1, 2 Широтная, ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 2000 г.
4. Заключительный отчет по ГТИ в скважинах №1, 2, 3 Широтная, ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 2003 г.
5. Подсчет запасов углеводородного сырья месторождения им. Ю. Корчагина, ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград 2003 год.

6. Отчет о поисковых сейсмических работах 2Д на «Восточно-Ракушечной» площади в северной акватории Каспийского моря, ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 2004г.
7. Технологическая схема разработки месторождения им. Ю. Корчагина, ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград 2003г. Утверждена протоколом ЦКР №3094 от 25.12.2003г.
8. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю. Корчагина, ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград 2004 год. Утверждено протоколом ЦКР №3483 от 24.11.2005г.
9. Утвержденная ОАО «ЛУКОЙЛ» «Концепция обустройства месторождений и структур Северного Каспия», Волгоград 2007 г.
10. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю. Корчагина, ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград 2009 год. Утверждено протоколом ЦКР №4732 от 19.11.2009г.
11. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю.Корчагина Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ВолгоградНИПИморнефть" в г. Волгограде. Волгоград 2013 год. Утверждено протоколом ЦКР № 5609 от 28.03.2013г.
12. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю. Корчагина. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде; Волгоград 2019 г. Утверждено протоколом ЦКР №7680 от 20.11.2019 г.
13. Техническое задание на разработку Документации на капитальный ремонт скважин №№ 11 (БС 2), 103, 105, 114 (БС 2) на месторождении им. Ю. Корчагина (ЛСП-1), утв. Генеральным директором ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" Н.Н. Ляшко, г.Астрахань 2021г.
14. Договор № 19V1195/19B0357 от 26.12.2019г. на разработку документации.
15. Протокол № АШ-19П совещания у Первого вице-президента Шамсуарова А.А. от 19.05.2021г.
16. Сведения о членстве в СРО: ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» - член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс» (СРО-П-113-12012010) регистрационный номер в реестре членов СРО №147 Решение о приеме в члены СРО (дата, номер) 21.02.2011, №18. Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации: отсутствуют.

1.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.

Сведения, приведенные в «Документации», в части сведений об отводимом участке акватории, инженерно-геологических и климатических условий площадки бурения (строительства) проектной скважины, использования бурового и вспомогательного оборудования (ледостойкая стационарная платформа ЛСП-1 и буровая установка), конструктивных и объемно-планировочных решений по платформе, сведений об инженерном оборудовании, сетях инженерно-технического обеспечения, мероприятий по обеспечению пожарной безопасности и др., соответствуют материалам проектной документации (ПД) ТЭО (проект) «Обустройство месторождения им. Ю. Корчагина» (первая очередь) и проектной документации «Техническое перевооружение МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина (первая очередь)».

Конструкция ЛСП выполнена с учетом требований обеспечения "нулевого сброса", то есть исключения всех видов сброса загрязненных вод и технологических жидкостей в море за исключением сброса нормативно-чистых вод. Подробно процесс водопотребления и водоотведения описан в Разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (том 7 и том 8 Документации).

Исходные данные для разработки документации изложены в Техническом задании на разработку Документации на капитальный ремонт скважин №№ 11 (БС 2), 103, 105, 114 (БС 2) на месторождении им. Ю. Корчагина (ЛСП-1), утв. Генеральным директором ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" Н.Н. Ляшко, г.Астрахань 2021г.

Сведения о технических условиях подключения объекта к сетям инженерно-технического обеспечения отсутствуют, т.к. объект располагает автономным инженерно-техническим обеспечением.

1.3. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На месторождении им. Ю. Корчагина разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомского надъяруса и волжского яруса до 2013 г. велась на основании утвержденного в 2009 г. проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю.Корчагина». Протокол ЦКР от 19.11.2009 г. № 4732.

Сопоставление фактических и проектных показателей разработки в целом по месторождению показывает, что фактические уровни добычи нефти и жидкости существенно ниже проектных показателей.

Основные причины значительного отличия между проектом и фактом следующие:

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. Фактический средний дебит по нефти скважин волжского яруса ниже проектного – это связано в основном с меньшей проницаемостью пород-коллекторов, чем прогнозировалось. Так, средневзвешенная проницаемость нефтенасыщенной зоны волжского яруса в актуализированной фильтрационной модели 2012 г. составляет – 0,065 мкм² (по проекту 1,65 мкм²). В связи с прорывом газа в эксплуатационные скважины из газовой шапки, промысловый газовый фактор значительно превышает проектный, и объемы добычи газа достигают верхнего предела производительности компрессоров высокого давления (КВД) по закачке газа в пласт. На уровень добычи нефти начало влиять ограничение КВД, что привлекло к вынужденному ограничению добычи по скважинам с высоким газовым фактором.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа, свидетельствуют о том, что между залежами неокомского надъяруса и волжского яруса существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к покрышке между ними. Сначала математическое моделирование, а затем и результаты трассерных исследований, подтвердили это.

В 2013 г. было подготовлено новое «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю.Корчагина». Протокол ЦКР от 28.03.2013 г. № 5609.

Согласно «Дополнения к технологической схеме разработки месторождения им. Ю.Корчагина» с целью увеличения нефтеотдачи и более полной выработки запасов планируется проведение капитального ремонта в ранее пробуренных скважинах.

Данной документацией предусмотрено бурение боковых стволов в скважинах №№ 11, 103, 105, 114 месторождения им. Ю. Корчагина.

При капитальном ремонте Документацией скважин предусмотрена зарезка бокового ствола в скважинах с предварительной ликвидацией нижней части ствола скважины и без ликвидации нижней части ствола скважины (спуск заканчивания по схеме TAML-5 – двуствольная скважина). Перед капитальным ремонтом скважин провести в качестве подготовительных работ - глушение или изоляцию основного ствола по решению Заказчика; извлечение компоновки верхнего заканчивания, проведение исследования эксплуатационной колонны с последующей её опрессовкой. Работы по капитальному ремонту (КР) скважин планируется проводить в III – IV кв. 2023г.

Основные показатели бурения боковых стволов скважин приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

№ скважины	Глубина бурения бокового ствола, м по вертикали / /по стволу	Глубина бурения бокового ствола по стволу, м + 500м	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	Ориентировочный срок начала проведения работ по КР скважин
1	2	3	4	5	6
11 (БС 2)	1559,8/5194	5694	43,8	3315	август, 2023г.
103	1559,8/4366	4866	37,2	3473	октябрь, 2023г.
105	1563,8/6091	6591	47,1	3998	декабрь, 2023г.
114 (БС 2)	1898,8/4708	5208	47,0	3244	июль, 2023г.

Исходя из данных приборов геонавигации во время бурения по продуктивному горизонту решением Заказчика по обновленной в реальном времени геологической структуре глубина скважины по стволу может быть увеличена на 500 м или уменьшена на 500 м, проектный горизонт при этом остается неизменным.

1.4. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

В таблице 2 приведена конструкция скважин, глубина спуска обсадных колонн, плотность бурового раствора при бурении скважины.

Таблица 2

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м				Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность бурового раствора, кг/м ³
		по вертикали		по стволу		по вертикали	по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Скважина № 11 (БС 2)</i>									
фактическая конструкция									
Водоотделяющая (направление, забивное)	762	0	120	0	120	Колонна установлена			

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м				Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность бурового раствора, кг/м ³
		по вертикали		по стволу		по вертикали	по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор	508	0	600	0	604,73	Колонны установлены			
Промежуточная	339,7	0	985	0	989				
Эксплуатационная	244,5	0	1561	0	1987				
Потайная колонна – хвостовик, в т.ч. фильтровая часть	177,8	1553	1884,1	1562,7	2570				
Боковой ствол									
Точка зарезки 1474,4/1620м (по вертикали/по стволу)									
Потайная колонна -хвостовик	139,7	1564	3398	1564,7	7996	не цементируется	Megadril (PYO)	1280-1310	
<i>Скважина № 103</i>									
фактическая конструкция									
Водоотделяющая (направление, забивное)	762	0	120	0	120	Колонны установлены			
Кондуктор	508	0	598,7	0	614				
Промежуточная	406,4	0	1295	0	1480,4				
Эксплуатационная	273,1	0	1564,9	0	3481				
Потайная колонна – хвостовик, в т.ч. фильтровая часть	168х х139,7 х114,3	1564	3398	1564,7	7996				
Боковой ствол									
Точка зарезки 1542,4/2291м (по вертикали/по стволу)									
Потайная колонна -хвостовик	139,7	1542,4	2291	1559,8	4366	не цементируется	Megadril (PYO)	1280-1300	
<i>Скважина № 105</i>									
фактическая конструкция									
Водоотделяющая (направление, забивное)	762	0	120	0	120	Колонны установлены			
Кондуктор	508	0	698,8	0	718,2				
Промежуточная	406,4	0	1303,8	0	1474,9				
Эксплуатационная	273,1	0	1564	0	3307,8				
Потайная колонна – хвостовик, в т.ч. фильтровая часть	139,7	1561	3237,6	1564	7249				

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м				Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность бурового раствора, кг/м ³
		по вертикали		по стволу		по вертикали	по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Боковой ствол									
Точка зарезки 1557,5/3176м (по вертикали/по стволу)									
Потайная колонна -хвостовик	139,7	1557,5	3176	1563,8	6091	не цементируется		Megadril (PYO)	1280-1300
<i>Скважина № 114 (БС 2)</i>									
фактическая конструкция									
Водоотделяющая (направление, забивное)	762	0	120	0	120	Колонны установлены			
Кондуктор	508	0	699,5	0	707,2				
Промежуточная	406,4	0	1292,6	0	1367				
Эксплуатационная	273,1	0	1565,6	0	2136,4				
Потайная колонна – хвостовик, в т.ч. фильтровая часть	139,7	1567	2067,6	1564,2	6044				
Боковой ствол									
Точка зарезки 1513,3/1755м (по вертикали/по стволу)									
Потайная колонна -хвостовик	177,8	1513,3	1755	1898,8	4708	не цементируется		Megadril (PYO)	1380-1410

1.5. СВЕДЕНИЯ ОБ ОТВОДИМОМ УЧАСТКЕ АКВАТОРИИ

Таблица 3

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности (дна)	Пологий - глубина моря 11 м
Состояние местности	Акватория Северного Каспия
Толщина, см	-
снежного покрова	-
Растительный покров	-
Категория грунта	Верхняя часть разреза (1м) сложена переслаиванием песка с ракушкой. Пески разнозернистые. Ниже переслаивание песчано-глинистых отложений. Песок желто-серый, пылеватый, местами рыхлый с включениями растительного детрита и раковинной крошки. Глины серые, туго- и мягкопластичные с включением раковин разной степени сохранности.

1.6. ИСТОЧНИК И ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ СВЯЗИ И МЕСТНЫХ СТРОЙМАТЕРИАЛОВ

Таблица 4

Название вида снабжения: (ВОДОСНАБЖЕНИЕ: для бурения, для дизелей питьевая вода для бытовых нужд; СВЯЗЬ, МЕСТНЫЕ СТРОЙМАТЕРИАЛЫ)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км/миль	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: для бурения питьевая для бытовых нужд	Забортная вода п. Ильинка забортная вода через опреснительную установку	330/178	погружные насосы Транспорт с берега погружные насосы
Энергоснабжение:	Энергетический комплекс на базе 4-х ГТУ (газотурбинная установка). В режиме бурения работают две ГТУ	-	ГТУ "SOLAR TURBINES", мощность турбин 4 x 6750* кВт; Мощность генераторов 4 x 4700* кВт
Связь:	Система спутниковой связи, предусматривающая удаленный мониторинг процесса бурения и экологии Радиостанции диапазона УКВ, СВ, КВ		ГЛОНАСС, GPS, INMARSAT SH-3110

Примечания:

1. ГЛОНАСС - ГЛОбальная НАвигационная Спутниковая Система — российская спутниковая система навигации;

2. GPS - Global Positioning System (USA) - Американская навигационная система;

3. INMARSAT - Глобальная система мобильной спутниковой связи.

Спутники с услугой Broadband Global Area Network (широкополосная глобальная сеть).

* по технической документации на ГТУ SOLAR TURBINES, Caterpillar Company.

1.7. СВЕДЕНИЯ О МАГИСТРАЛЬНЫХ ДОРОГАХ И ВОДНЫХ ПУТЯХ

Таблица 5

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
Наличие (ДА, НЕТ)	Название	Расстояние до буровой, км	Наличие (ДА, НЕТ)	Название	Расстояние до буровой, км/миль
1	2	3	4	5	6
Да	Астрахань - Лиман	-	Да	Ильинка- - Волго-Каспийский канал- МЛСП	330/178
<p>Для транспортировки материалов и оборудования используется речной путь (канал Бахтемир) от п. Ильинка до п. Оля, далее морской путь до СПБУ (включая путь по Волго-Каспийскому каналу). Общая протяженность речного и морского пути до буровой составляет 330км / 178 мили.</p>					

Примечания:

1. Для доставки обслуживающего персонала на буровую (вертолетом) используются воздушные пути (расстояние Астрахань-буровая - 180км).

2. Миля морская = 1,85325км

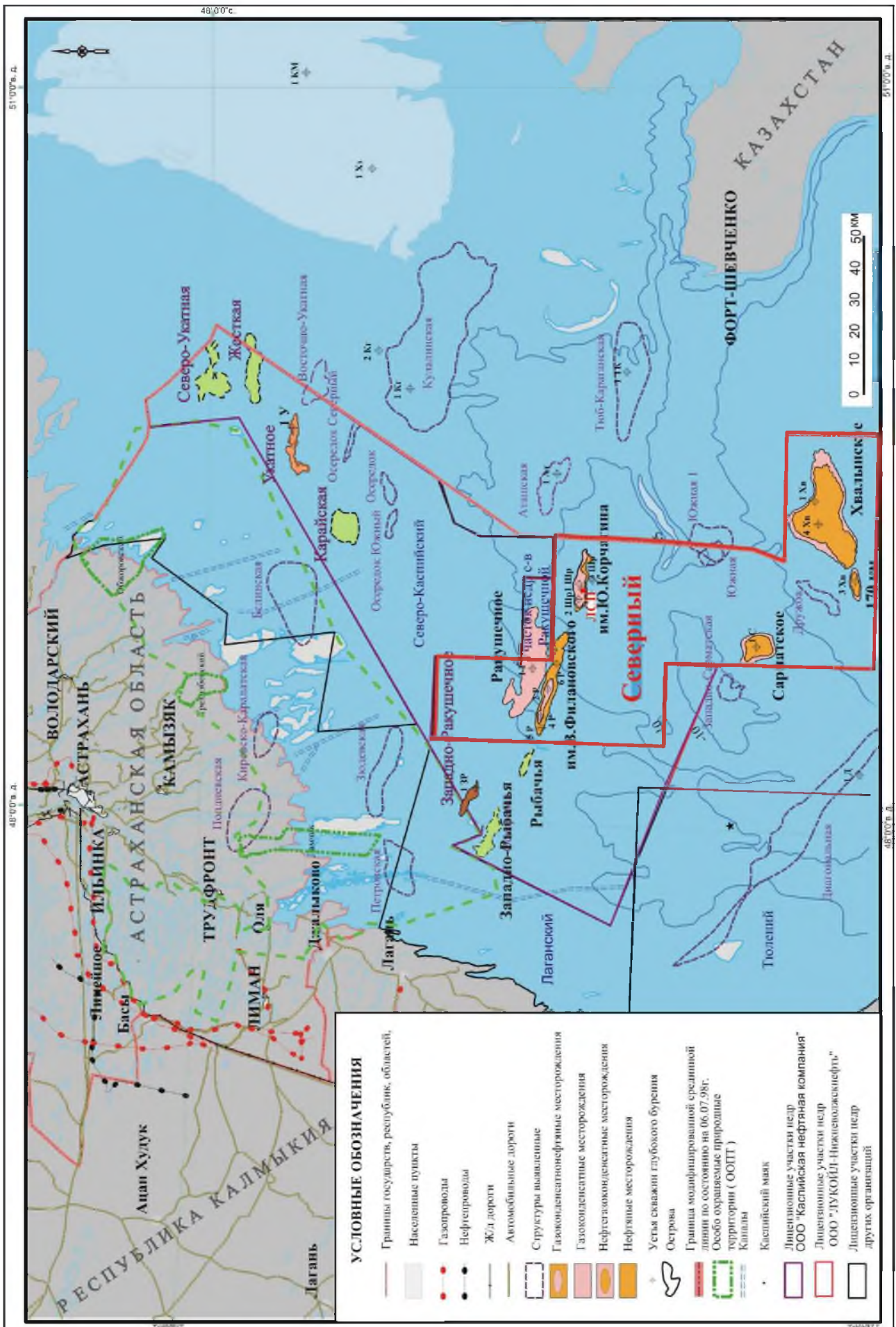


Рис. 1 Обзорная схема района работ

1.8. ПОТРЕБНОСТЬ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 6

Наименование	Единица измерения	Расход				Примечание
		скважина № 11 (БС 2)	скважина № 103	скважина № 105	скважина № 114 (БС 2)	
1	2	3	4	5	6	
Техническая вода,	м ³	381	426	572	479	Приготовление технологических жидкостей при бурении БС, испытания скважины
ГСМ, в том числе:						
газ	м ³	1 181 038	905 860	1 244 276	1 116 944	
дизельное топливо*	кг	13 248	13 248	13 248	13 248	
моторное масло	кг	240	137	150	158	
Материалы и химреагенты	т	1349,4	1351,4	1726,9	1675,8	при бурении БС
		753,643	500,186	697,912	553,828	при испытании скважины
Трубы бурительные (ТБИ, ТБТ), УБТ, НКТ	т	237,2	222	305,8	284,8	
Обсадные трубы	т	99,7	57,9	81,3	111,5	

1.9. ПОТРЕБНОСТЬ В ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ, ПЛАВСРЕДСТВАХ И КРАНОВОМ ОБОРУДОВАНИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

Таблица 7

	Количество	Выполняемые работы	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.			
			скв. № 11	скв. № 103	скв. № 105	
Крановое оборудование на ЛСП-1						
Выполнение грузовых операций при бурении скважин						
Стреловой электрогидравлический кран г/п 63,5т	2	Обеспечение обслуживания всей ЛСП-1, а также судов снабжения	43,8	37,2	47,1	47,0
Выполнение погрузочно-разгрузочных работ при бурении скважин						
Кран мостовой электрический подвесной г/п 2т	1	Склад №1 сыпучих материалов				
Кран ручной однобалочный подвесной г/п 1	2	Склад №2 сыпучих материалов				
Кран ручной однобалочный подвесной г/п 2	1	Помещение мастерской	43,8	37,2	47,1	47,0
Кран ручной однобалочный подвесной г/п 3,2	4	Обслуживание устьев скважин				
Кран ручной однобалочный подвесной г/п 5	1	Помещение фильгров пластовой воды				
Плавсредства:						
Судно обеспечения «Светлый»	1	Подвоз материалов, оборудования, вывоз шлама, бурового раствора, и т.д.	По мере необходимости в материалах и накопления отходов бурения на ЛСП	По мере необходимости в материалах и накопления отходов бурения на ЛСП	По мере необходимости в материалах и накопления отходов бурения на ЛСП	По мере необходимости в материалах и накопления отходов бурения на ЛСП
Судно обеспечения «Взморье»	1					
т/х «Лангепас»	1	Аварийно-спасательное дежурство	43,8	37,2	47,1	47,0
Воздушный транспорт						
МИ-8 МТВ1	2	Доставка персонала на ЛСП (смена вахт через 15 дней)	3 рейса*	3 рейса*	4 рейса*	4 рейса*

*рейс – Астрахань-ЛСП-Астрахань

**СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ
И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ
И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.**

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Таблица 8

№№ п/п	Наименование материалов
1	2
1	Федеральный закон от 21.07.1997г. №116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изменениями и дополнениями)
2	Федеральный закон от 30.12.2009г. №184-ФЗ "О техническом регулировании" (с изменениями и дополнениями)
3	Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004г. № 190-ФЗ (с изменениями и дополнениями)
4	Закон РФ о 21.02.1992г. №2395-1 "О недрах" (с изменениями и дополнениями)
5	Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 "О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию" (с изменениями и дополнениями)
6	Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012г. № 390
7	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом РТН от 15.12.2020г. №534.
8	ГОСТ ISO 9000-2011 Межгосударственный стандарт ГОСТ "Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь"
9	ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Системы менеджмента качества. Требования
10	ISO 10426-1:2009 Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 1. Технические условия.
11	ISO 45001:2018 Системы менеджмента охраны здоровья и безопасности труда. Требования и рекомендации по применению.
12	Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 9 декабря 2009 г. N 970н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением"
13	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 г. N 144 "Об утверждении руководства по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах".
14	ВСН 39 - 86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ.
15	СТО ЛУКОЙЛ 1.18-2012. Система корпоративного обучения в Группе "ЛУКОЙЛ". Корпоративное обучение в Группе "ЛУКОЙЛ" действиям в чрезвычайных ситуациях, пожарной безопасности, спасению и выживанию на море
16	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.0-2020 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Термины и определения, утв. приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 13.07.2020 №126.
17	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.20.1-2020. Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования по охране человеческой жизни на море при эксплуатации морских нефтегазовых объектов, утв. приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.09.2020 №175.
18	РД-39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ.
19	ППБО-116-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности (утв. Министерством нефтяной промышленности 25 ноября 1985г.)
20	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Утв. Приказом Министерства энергетики РФ от 13.01.2003 № 6 (с изменениями и дополнениями)
21	Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н)

№№ п/п	Наименование материалов
1	2
22	СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда", утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ, 02.12.2020г. №40
23	СП 48.13330.2019 Организация строительства. СНиП 12-01-2004, утв. приказом Министрством строительства и жилищно- коммунального хозяйства Российской Федерации, 24.12.2019 №861/пр
24	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с изм. от 07.11.2016 № 777/пр) Минстрой России, 02.08.95г.
25	РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин
26	Типовые инструкции по безопасности работ при строительстве нефтяных и газовых скважин. Книга 1. Утв. Приказом Минтопэнерго России от 12.06.1996г. №178
27	Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга 3. Утв. Приказом Минтопэнерго РФ от 12.07. 96 г. №178 и Госгортехнадзор РФ 12.07.96г.
28	ГОСТ 1581 - 96. Москва, 1996 г. Портландцементы тампонажные. Технические условия
29	РД 39-0147009-544-87. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях.
30	РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. ВНИИКРнефть, Краснодар, 1988г.
31	СП 246.1325800.2016 Свод правил ""Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений"", утв. Приказом Минстроя России от 19 февраля 2016 г. №98/пр.
32	РД 08-435-02 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте
33	РД 39-00147001-773-2004 Методика контроля параметров буровых растворов.
34	Инструкция по расчету бурильных колонн. М.,1997г., Госгортехнадзор России, №10-13/298 от 11.06.97г.
35	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб.
36	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М. 1997. Госгортехнадзор России №10-13/127 от 12.03.97
37	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980 г.
38	Инструкция по подготовке стволов скважин к спуску колонн обсадных труб. ВНИИКРнефть, Краснодар, 1977 г.
39	Инструкция по расчету насосно-компрессорных труб. АООТ "ВНИИТнефть". Госгортехнадзор России 09.07.98 №10-03/356
40	Типовая инструкция по охране труда в бурении. Сборник №1. Согласована с Госгортехнадзором России 19.12.95г
41	Неразрушающий контроль труб (инструкция). Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977 г.
42	Основные правила эксплуатации шарошечных долот с герметизированными маслонаполненными опорами
43	Трубы бурильные с приварными замками. Технические условия ТУ 14-3-1571-88 и изменения к ним №1.Куйбышев 1989г.
44	Трубы бурильные утяжеленные. Технические условия ТУ 26-12-775-90. ВНИИКОМПЛЕКССОРМАШ
45	Волгабурмаш. Буровые долота. Каталог 2006г.
46	ТУ на применение нарезных труб нефтяного сортамента, поставляемых фирмами "Сумитомо Метал Инд., Лтд" и "Валурек".
47	Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию., М., "Недра", 1983 г.
48	Единые нормы времени на бурение скважин: в 2-х частях, М. ВНИИОЭНГ, 2000г.
49	Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. Москва 1996г.

№№ п/п	Наименование материалов
1	2
50	Типовые нормы времени на промышленно-исследовательские работы (исследование нефтяных и нагнетательных скважин) М.: ВНИИОЭНГ, 1989г.
51	СП 112.13330.2011 "СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений
52	Общие авиационные требования к средствам обеспечения вертолетов на судах и приподнятых над водой платформах. ОАТ ГА-90.
53	Правила по организации, обеспечению и выполнению авиационных работ на ВС ГА над акваторией морей и океанов , утверждены МГА 12.12.1990г.
54	РД 31.87.02-95 Положение об обучении и инструктаже по охране труда работников плавающего состава судов морского транспорта.
55	РД 31.81.01-87 Требования техники безопасности к морским судам (с изменениями и дополнениями, внесенными Извещениями по охране труда № 2-95 от 19.05.1995, №3-96 от 30.10.1996).
56	РД 31.81.10-91 Правила техники безопасности на судах морского флота (с изменениями и дополнениями, внесенными Извещением по охране труда № 1-95 от 18.04.1995.)
57	СанПиН 2.5.2-703-98 Санитарные правила и нормы. Суда внутреннего и смешанного (река-море) плавания.
58	Постановление Министерства труда и социального развития РФ от 16.12.1997 №63 Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам морского транспорта.
59	СП 1.1.1058-00 Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий
60	НД N 2-020101-144 Правила по оборудованию морских судов. Часть II. Спасательные средства (Издание 2021 года)
61	НД N 2-020101-144 Правила по оборудованию морских судов. Часть III. Сигнальные средства (Издание 2021
62	РД 31.15.01-89 Правила морской перевозки опасных грузов.
63	РД 31.03.03-90 Применение синтетических канатов на судах Министерства морского флота.
64	СП 2.5.3650-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к отдельным видам транспорта и объектам транспортной инфраструктуры"
65	Правила по охране труда при проведении водолазных работ. Приказ Минтруда России от 17.12.2020 № 922н.
66	ТОИ Р-31-006-96 Сборник типовых инструкций по охране труда для массовых профессий работников плавсостава судов морского флота Министерства Транспорта Российской Федерации.
67	Положение об отраслевой подсистеме сертификации работ по охране труда в организациях на морском транспорте. С-Петербург, 2006г.
68	Правила по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ. Приказ Минтруда от 11.12.2020 г. № 884н.
69	Правила по охране труда на морских судах и судах внутреннего водного транспорта Приказ Минтруда России от 11.12.2020 г. № 886н.
70	СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 г. № 3)
71	СанПин 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и(или) безвредности для человека факторов среды обитания" (постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 г. № 2).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Организация – заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
 Проектная организация: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»
 в г. Перми.

«УТВЕРЖДАЮ»
 Генеральный директор
 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
 _____ Н.Н. Ляшко
 « 10 » 09 2021г.



ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
 на разработку документации на капитальный ремонт
 скважин №№ 11 (БС 2), 103, 105, 114 (БС 2) на месторождении им. Ю.
 Корчагина (ЛСП-1)

«СОГЛАСОВАНО»

Первый заместитель генерального
 директора – главный инженер
 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

_____ А.В. Усенков
 « 09 » 09 2021г.

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель генерального
 директора по геологии и разработке –
 главный геолог
 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

_____ С.Ю. Штунь
 « 08 » 09 2021г.

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель руководителя
 Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
 «ПермНИПИнефть» в г. Перми
 _____ Р.А. Шадчнев

« 08 » 09 2021г.

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель генерального
 директора по бурению
 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

_____ В.Ф. Звягин
 « 08 » 09 2021г.

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель главного инженера –
 начальник отдела промышленной безопасности,
 охраны труда и корпоративного надзора
 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

_____ И.В. Шилов
 « 08 » 09 2021г.

г. Астрахань 2021 г.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
1	Категории скважин	Эксплуатационные
2	Номера скважин, подлежащих капитальному ремонту по данной документации	№№ 11, 103, 105, 114
3	Площадь (месторождение)	Широтная (месторождение им. Ю. Корчагина)
4	Расположение (суша, море)	Море. Акватория Северного участка Каспийского моря
5	Цель капитального ремонта скважин и их назначение	Повышение нефтеотдачи пластов, увеличение охвата месторождения путем забуривания боковых стволов. Закачка попутной воды в отложения неокомского надъяруса и келловейского яруса для поддержания пластового давления. Закачка попутного газа для поддержания пластового давления
6	Проектный горизонт	Неокомский надъярус/ бат-келловейский ярус
7	Проектные глубины, м (по вертикали)	Скв. 11 - 1559,8 м Скв. 103 - 1559,8 м Скв. 105 - 1563,8 м Скв. 114 - 1898,8 м <i>Исходя из данных приборов геонавигации во время бурения по продуктивному горизонту решением Заказчика по обновленной в реальном времени геологической структуре глубина скважины по стволу может быть увеличена на 500 м или уменьшена на 500 м, проектный горизонт при этом остается неизменным</i>
8	Число объектов испытания	1
9	Вид скважин	Наклонно-направленные с горизонтальным окончанием
10	Основание для разработки документации на капитальный ремонт	Приложение № 1
11	Административное положение сведения о районе буровых работ	В административном отношении район работ расположен в акватории Северного лицензионного участка Каспийского моря. Принадлежность к геотектонической области – крупное сложнопостроенное антиклинальное поднятие на южном склоне кряжа Карпинского, представляющее собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания линейно вытянутой формы, осложненную тектоническими нарушениями. Климат – резко континентальный, среднегодовая температура воздуха +10,5 °С, среднегодовое количество осадков 140 мм, рельеф местности (дно моря) - пологий, глубина моря в точке бурения ~ 11 м (МЛСП-1).
12	Геолого-техническая информация	В процессе разработки проекта учесть фактически полученный материал при бурении эксплуатационных скважин месторождения имени Ю. Корчагина. Приложения №№ 2-14
13	Требования к капитальному ремонту скважин.	Скв. 11 <u>Фактическая конструкция скважины (по вертикали/по стволу):</u>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
		<p>Направление - забивное (водоотделяющая) Ø 762 мм х 120 м Кондуктор Ø 508 мм х 600/604,73 м Промежуточная Ø 339,7 мм х 985/989 м Эксплуатационная Ø 244,5 мм х 1561/1987 м Фильтр-хвостовик Ø 177,8 мм х 1553/1884,1-1562,7/2570 м <u>Проектная конструкция скважины:</u> В конструкции скважины № 11 (боковой ствол) предусмотреть: - окно резки 1474,4/1620 м (по вертикали/по стволу) - потайная колонна (хвостовик) 139,7 мм до глубины 1559,8/5194 м (фильтровая часть в продуктивных отложениях неокома).</p> <p><u>Скв. 103</u> <u>Фактическая конструкция скважины (по вертикали/по стволу):</u> Направление - забивное (водоотделяющая) Ø 762 мм х 120 м Кондуктор Ø 508 мм х 598,7/614 м Промежуточная Ø 406,4 мм х 1295/1480,4 м Эксплуатационная Ø 273,1 мм х 1564,9/3481 м Фильтр-хвостовик Ø 168,3/139,7/114,3 мм х 1564/3398-1564,7/7996 м <u>Проектная конструкция скважины:</u> В конструкции скважины № 103 (боковой ствол) предусмотреть: - окно резки 1542,4/2291 м (по вертикали/по стволу) - потайная колонна (хвостовик) 139,7 мм до глубины 1559,8/4366 м (фильтровая часть в продуктивных отложениях неокома).</p> <p><u>Скв. 105</u> <u>Фактическая конструкция скважины (по вертикали/по стволу):</u> Направление - забивное (водоотделяющая) Ø 762 мм х 120 м Кондуктор Ø 508 мм х 698,8/718,2 м Промежуточная Ø 406,4 мм х 1303,8/1474,9 м Эксплуатационная Ø 273,1 мм х 1564/3307,8 м Фильтр-хвостовик Ø 139,7 мм х 1561/3237,6-1564/7249 м <u>Проектная конструкция скважины:</u> В конструкции скважины № 105 (боковой ствол) предусмотреть: - окно резки 1557,5/3176 м (по вертикали/по стволу) - потайная колонна (хвостовик) 139,7 мм до глубины 1563,8/6091 м (фильтровая часть в продуктивных отложениях неокома).</p> <p><u>Скв. 114</u> <u>Фактическая конструкция скважины (по вертикали/по стволу):</u> Направление - забивное (водоотделяющая) Ø 762 мм х 120 м Кондуктор Ø 508 мм х 699,5/707,2 м Промежуточная Ø 406,4 мм х 1292,6/1367 м Эксплуатационная Ø 273,1 мм х 1565,6/2136,4 м Фильтр-хвостовик Ø 139,7 мм х 1567/2067,6-1564,2/6044 м <u>Проектная конструкция скважины:</u></p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
		<p>В конструкции скважины № 114 (боковой ствол) предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - окно резки 1513,3/1755 м (по вертикали/по стволу) - потайная колонна (хвостовик) 177,8 мм до глубины 1898,8/4708 м (фильтровая часть в продуктивных отложениях юрской системы). <p>При капитальном ремонте скважин предусмотреть резку бокового ствола в скважинах с предварительной ликвидацией нижней части ствола скважины и без ликвидации нижней части ствола скважины (спуск заканчивания по схеме ТАМЛ-5 – двухствольная скважина).</p> <p>Предусмотреть резку боковых стволов из эксплуатационных колонн диаметром 273,1 и 244,5 мм.</p> <p>Предусмотреть возможность спуска фильтров-хвостовиков диаметром 139,7 мм; 168,3 мм; 177,8 мм или их комбинации.</p>
14	Перечень интервалов подлежащих испытанию и опробованию в процессе бурения боковых стволов в открытом стволе (при наличии нефтегазонасыщенных коллекторов)	Не предусмотрено
15	Испытания в эксплуатационной колонне	<p>В колонне (по вертикали):</p> <ul style="list-style-type: none"> Скв. 11 - 1550-1559,8 м (К_{1nc}) Скв. 103 - 1550-1559,8 м (К_{1nc}) Скв. 105 – 1557,5-1563,8 м (К_{1nc}) Скв. 114 - 1867-1898,8 м (J_{2bt+k}) <p><i>Интервалы установки фильтров уточняются по результатам скважинных исследований и согласовываются с Заказчиком.</i></p>
16	ГТИ, вертикаль / ствол	С глубины резки бокового ствола
17	Геофизические работы	<p>Обязательный комплекс ПГИ, в том числе до начала проведения капитального ремонта, наличие интерпретации данных геофизического каротажа. Предусмотреть наличие у подрядчика полного спектра аварийного инструмента необходимого для ликвидации аварий при проведении ПГИ.</p> <p><i>Изменения и дополнения по решению Заказчика.</i></p>
18	Интенсификация притока	Предусмотреть интенсификацию притока/приемистости по решению Заказчика.
19	Объем и интервалы отбора керна	Отбор керна не предусматривается.
20	Радиус круга допуска	20 м на ТВП (коридор горизонтального ствола +/- 1 м по вертикали; +/-2 м по горизонтали)
21	Объем подготовительных работ к капитальному ремонту скважин	Выполнить глушение или изоляцию основного ствола по решению Заказчика. Извлечь компоновку верхнего заканчивания. Провести исследование эксплуатационной колонны и её опрессовку согласно ФНиП.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
22	Тип буровой установки при капитальном ремонте и освоении скважины в колонне.	Стационарная МЛСП-1: Буровая установка башенного типа National Oilwell Varco грузоподъемность 567 тонн с верхним приводом. Грузоподъемность буровой лебедки SSGD-500 – 454 тонны.
23	Условия Заказчика по составу и характеристике буровой установке и ПВО	Штатный комплект бурового оборудования и ПВО. Обеспечение нулевого сброса.
24	Источники электро-, газо-, тепло-, водоснабжения, связи и местных материалов	МЛСП-1: Газотурбогенераторы TAURUS 60 “Solar Turbines”, с возможностью работы, как на дизельном, так и газовом топливе. Питьевая вода база ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в п. Ильинка. Техническая вода - морская вода с опреснительной установки. На МЛСП-1 обеспечена двусторонняя спутниковая связь.
25	Транспортная схема и виды применяемого транспорта, включая спецтранспорт, тарифная группа судов, характеристики дорог и подъездных путей, наличие аэродромов, вертолётных площадок	Суда обеспечения: СО «Буми Урай», СО «Светлый», СО «Взморье». АСС: СО «Буми Нарьян Мар». Железнодорожный и автотранспорт до п. Ильинка (КТПБ Ильинка) Аэропорт г. Астрахань для вертолётных перевозок.
26	Данные о базах снабжения, наличие промежуточных баз и объектов производственного обслуживания, вышкормонтажных, тампонажных, геофизических и других предприятий	Береговая база ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в п. Ильинка (КТПБ Ильинка). Специализированные подрядчики по видам сервисных работ: наклонно-направленное бурение, долота, ГИС, ГТИ, ПВР, испытание, цементирование, буровые растворы, спуск колонн, заканчивание скважин и др.
27	Требования по механизации и автоматизации технологических процессов, а также наличие средств контроля за процессом бурения и диспетчеризации	Предусмотреть: Удалённый мониторинг бурения (спутниковый канал связи): 1. Стандартный пакет услуг ГТК; 2. Стандартный пакет услуг для контроля положения долота в пространстве MWD с высокой скоростью передачи данных; 3. Стандартный пакет услуг для выполнения каротажа во время бурения LWD (УЭС, ГК, ГГК-П, ННК, СГК, ДС); 4. Спутниковый канал связи; 5. Видео связь; 6. Интернет; 7. Веб-интерфейс; 8. Электронная система отчетности супервайзеров (геолога/технолога); 9. Обеспечить видеорегистрацию процесса бурения с формированием видеоархива с использованием электронных средств носителей информации, обеспечивающих возможность передачи информации в Ростехнадзор.
28	Разработка мероприятий по охране окружающей среды	Требуется. * Изготовить буклеты для проведения общественных слушаний.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
29	Разработка мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Требуется. *
30	Разработка оценки степени риска и мероприятий по снижению степени риска при капитальном ремонте скважины	Провести анализ риска аварий на опасном производственном объекте. Определить цели и задачи проводимого анализа риска; обосновать используемые методы анализа риска; определить критерии приемлемого риска. Разработать рекомендации по уменьшению степени риска и аварий на ОПО. Разработать мероприятия по оценке степени риска при строительстве скважины
31	Разработка раздела консервации и ликвидации скважины	Разработать раздел «Ликвидация», с последующим прохождением экспертизы промышленной безопасности.
32	Дополнительные требования к документации на капитальный ремонт:	
	1. Разработка раздела «Архитектурные решения»	Не требуется
	2. Разработка раздела «Энергоэффективность»	Не требуется
	3. Разработка раздела «Проект организации строительства»	Требуется. Разработать Раздел 6 «Организация строительства».
33	Стадийность ПСД	Документация на капитальный ремонт
34	Уровень ответственности в соответствии со ст. 4 Федерального закона от 30.12.2009 г. № ФЗ-384	Повышенный
35	Организация заказчик	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
36	Проектная организация	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Примечание: * - разделы «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (включая ОВОС) и «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» разрабатываются организацией, выбранной заказчиком по отдельному договору.

Приложение:

1. Основание для разработки документации на капитальный ремонт.
2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин, стратиграфический разрез скважин, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.
3. Литологическая характеристика разреза скважин.
4. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин.
 - 4.1 Нефтегазоводоносность по разрезу скважин. Нефтеносность.
 - 4.2 Газоносность.
 - 4.3 Водоносность.
5. Давление и температура по разрезу скважин.
6. Возможные осложнения по разрезу скважины. Поглощение бурового раствора.
 - 6.1. Осыпи и обвалы стенок скважин.
 - 6.2. Нефтегазоводопроявления.
 - 6.3. Прихватопасные зоны.
 - 6.4. Текучие породы.
 - 6.5. Прочие возможные осложнения.
7. Исследовательские работы. Отбор керна, шлама и грунта.
8. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения.
9. Геофизические исследования.
 - 9.1 Прочие виды исследования.
10. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин. Сведения по эксплуатации. Испытание продуктивного горизонта (освоение скважин) в эксплуатационной колонне.
11. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении).
12. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине.
13. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважин.
14. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам.
15. Схема транспортировки грузов и вахт. Маршруты транспортировки грузов и вахт.
16. Расстояние перевозок грузов, пробега специальных машин, агрегатов и вахт.
17. Конструкции эксплуатационных скважин месторождения им. Ю.Корчагина.

Начальник ТО

Р.Е. Набокин

Начальник ОМРНиГМиПНП

М.Ю. Голенкин

Приложение 1

Основание для разработки документации на капитальный ремонт

На месторождении им. Ю. Корчагина разработка нефтегазоконденсатных залежей в отложениях неокомского надъяруса и волжского яруса до 2013 г. велась на основании утвержденного в 2009 г. проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю.Корчагина». Протокол ЦКР от 19.11.2009 г. № 4732.

Сопоставление фактических и проектных показателей разработки в целом по месторождению показывает, что фактические уровни добычи нефти и жидкости существенно ниже проектных показателей.

Основные причины значительного отличия между проектом и фактом следующие:

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. Фактический средний дебит по нефти скважин волжского яруса ниже проектного – это связано в основном с меньшей проницаемостью пород-коллекторов, чем прогнозировалось. Так, средневзвешенная проницаемость нефтенасыщенной зоны волжского яруса в актуализированной фильтрационной модели 2012 г. составляет – 0,065 мкм² (по проекту 1,65 мкм²). В связи с прорывом газа в эксплуатационные скважины из газовой шапки, промысловый газовый фактор значительно превышает проектный, и объемы добычи газа достигают верхнего предела производительности компрессоров высокого давления (КВД) по закачке газа в пласт. На уровень добычи нефти начало влиять ограничение КВД, что привлекло к вынужденному ограничению добычи по скважинам с высоким газовым фактором.

Результаты изучения причин и источников прорыва газа, свидетельствуют о том, что между залежами неокомского надъяруса и волжского яруса существует более тесная гидродинамическая связь через возможные зоны разуплотнения, приуроченные к покровке между ними. Сначала математическое моделирование, а затем и результаты трассерных исследований, подтвердили это.

В 2013 г. было подготовлено новое «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю.Корчагина». Протокол ЦКР от 28.03.2013 г. № 5609.

Согласно «Дополнения к технологической схеме разработки месторождения им. Ю.Корчагина» с целью увеличения нефтеотдачи и более полной выработки запасов планируется проведение капитального ремонта в ранее пробуренных скважинах.

Документы, являющиеся основанием для разработки документации на капитальный ремонт:

- Утвержденная ОАО «ЛУКОЙЛ» «Концепция обустройства месторождений и структур Северного Каспия», Волгоград 2007 г.
- Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю. Корчагина. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде; Волгоград 2013 г. Утверждено протоколом ЦКР №5609 от 28.03.2013 г.
- Дополнение к технологической схеме разработки месторождения им. Ю. Корчагина. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде; Волгоград 2019 г. Утверждено протоколом ЦКР №7680 от 20.11.2019 г.
- Лицензия ШКС 11386 НР от 22.01.2003 г. с Изменениями от 23.08.2016 г., с целевым назначением и видами работ: геологическое изучение, включающее поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведку и добычу полезных ископаемых, срок действия: до 31.12.2199 г.
- Протокол № АШ-19П совещания у Первого вице-президента Шамсуарова А.А. от 19.05.2021.

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН
СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИН, ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЛЕГАНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТ КАВЕРНОЗНОСТИ ПЛАСТОВ

Глубина залегания, м (по вертикали) скв.11/скв.103/скв.105/скв.114		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0/0/0/0	33/33/33/33	Стол ротора - зеркало воды				
33/33/33/33	44/44/44/44	Столб воды				
44/44/44/44	453/453/453/453	Четвертичная система <u>Неоплейстоцен и голоцен</u> <u>Плейстоцен</u>	Q _{р-н}	Практически горизонтально		1,00-1,16
453/453/453/453	557/577/590/555	Верхний эоплейстоцен Апшеронский регионарус	Q _{Еар}	- -		1,00-1,16
557/577/590/555	729/730/731/728	Палеогеновая система <u>Олигоцен</u>	P _{3mk}		210	1,00-1,40
729/730/731/728	779/781/782/790	<u>Майкопская серия</u> <u>Палеоцен и эоцен</u>	P ₁₋₂	до 1° до 1°	195	0,96-1,09
779/781/782/790	1256/1256/1263/1264	Меловая система <u>Верхний отдел</u>	K ₂	до 2°	195	0,93-1,06
1256/1256/1263/1264	1324/1377/1386/1375	<u>Нижний отдел</u> Альбский ярус	K _{1al}	до 2°	175-180	1,13-1,40
1324/1377/1386/1375	1466/1481/1501/1485	Аптский ярус	K _{1a}	до 1°30'	165-170	1,13-1,40
1466/1481/1501/1485	1561/1564,9/1564/1564,2	Неокомский надъярус	K _{1nc}	2° - 2°15'	145-210	1,00-1,13
1561/-/-	1562,7/-/-	Юрская система <u>Верхний отдел</u> Волжский регионарус	J _{3v}	1°30' - 2°48'	180-185	1,00-1,13

1	2	3	4	5	6	7
Скважина № 11 Корчагина						
Зарезка бокового ствола с глубины 1474,4 м						
1474,4	1559,8	Меловая система <u>Нижний отдел</u> Неокомский надъярус	K ₁ nc	2° - 2°15'	145-210	1,00-1,13
Скважина № 103 Корчагина						
Зарезка бокового ствола с глубины 1542,4 м						
1542,4	1559,8	Меловая система <u>Нижний отдел</u> Неокомский надъярус	K ₁ nc	2° - 2°15'	145-210	1,00-1,13
Скважина № 105 Корчагина						
Зарезка бокового ствола с глубины 1557,5 м						
1557,5	1563,8	Меловая система <u>Нижний отдел</u> Неокомский надъярус	K ₁ nc	2° - 2°15'	145-210	1,00-1,13
Скважина № 114 Корчагина						
Зарезка бокового ствола с глубины 1513,3 м						
1513,3	1581,0	Меловая система <u>Нижний отдел</u> Неокомский надъярус	K ₁ nc	2° - 2°15'	145-210	1,00-1,13
1581,0	1867,0	Юрская система <u>Верхний отдел</u> Волжский ярус	J ₃ v	1°30' - 2°48'	180-185	1,00-1,13
1867,0	1898,8	<u>Средний отдел</u> Батский и келловейский ярусы	J ₂ bt+k	до 2°	20	1,00-1,17

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м (по вертикали) скв.11/скв.103/скв.105/скв.114		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, структура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интер- вале	
1	2	3	4	5	6
K ₁ nc	1474,4 <u>1542,4</u> 1557,5 1513,3	1559,8 <u>1559,8</u> 1563,8 1581,0	глины песчаники алевролиты	50 40 10	Разрез сложен чередованием глин, алевролитов, песчаников. Верхняя часть разреза (датируемая как барремский ярус ~30 м) представлена переслаиванием песчаников и пластов алевро-глинистых пород с базальным прослоем (до 0,5 м) плотного доломитового конгломерата. Нижняя часть (готеривский ярус) сложен породами с единичным пластом песчаника в кровле. Глины серые алевролитовые с конкрециями пирита. Алевролиты зеленовато-серые средне-мелкозернистые, полимиктовые с глауконитом и выделениями пирита, плотные. Песчаники зеленовато-серые мелкозернистые, алевролитовые, полимиктовые с глауконитом и выделениями пирита, слабосцементированные карбонатно-глинистым цементом, пористые.
J ₃ v	-/-/1581,0	-/-/1867,0	доломиты известняки	60 40	Переслаивание доломитов и известняков. Доломиты неравномерно известковые желтовато-светло-серые, тонко-микрокристаллические, неслоистые, плотные, крепкие. Известняки неравномерно глинистые бежево-светло-серые, скрытозернистые, неяснотонкослойчатые, плотные, средней крепости, с парасилолитами, заполненными битумино-глинистым материалом. Отмечаются редкие пропластки алевролитов и мергелей в нижней части разреза.
J ₂ bt+k	-/-/1867,0	-/-/1898,8	глины известняки алевролиты песчаники	50 5 5 40	Разрез представлен чередованием глин, песчаников и алевролитов, в верхней части встречаются известняки. Глины светло-серые алевролитовые, известковистые пластичные, аргиллитоподобные. Песчаники серые тонкозернистые, полимиктовые, хорошо сортированные, на карбонатном цементе. Алевролиты серого, светло-серого цвета с зеленовато-серым оттенком глинистые, твердые, степень сортировки хорошая. Известняки серые, светло-серые скрыто-мелкокристаллические, глинистые, плотные.

Примечание: таблица составлена с учетом глубин зарезки боковых стволов.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м (по вертикали) скв.11/скв.103/ скв.105/скв.114		Краткое название горной породы	Плот- ность, кг/м ³	Порис- тость, %	Проница- емость, мкм ²	Гли- нис- тость, %	Карбо- нат- ность, %	Соле- нос- ность, %	Сплош- ность поро- ды	Твер- дость, МПа	Рас- слоен- ность поро- ды	Абра- зив- ность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Кэф- фици- ент Пуас- сона	Модуль Юнга, Ех10 ⁻⁴ МПа	Гидрата- ционное разуплот- нение (на- бухание) породы	
	от (верх)	до (низ)																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
K ₁ nc	1474,4	1559,8	глины	2200	10-26	0,356-	10-80	5-10	-	2 - 3	250-	2-3	III-VIII	мягкая,	0,17-	0,1-3,9	нет	
	1542,4	1559,8	песчаники			0,0015					1750			средняя	0,45		данных	
	1557,5	1563,8	алевролиты															
	1513,3	1581,0																
J ₃ v	-	-	доломиты	2550	2-22	0,8-	10-80	5-90	-	1,5-3,5	250-	2-4	III-VIII	мягкая,	0,17-	0,1-6,7	нет	
	-	-	известняки			0,0001					1750			средняя	0,45		данных	
	-	-																
	1581,0	1867,0																
J ₂ bt+k	-	-	глины	2550	5-25	0,0002	10-90	5-10	-	1,0-3,5	350-	2-3	III-VI	мягкая,	0,17-	0,1-3,9	нет	
	-	-	известняки								1750			средняя	0,45		данных	
	-	-	алевролиты															
	1867,0	1898,8	песчаники															

Примечание: таблица составлена с учетом глубин зарезки боковых стволов.

НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН
НЕФТЕНОСНОСТЬ

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал , м (по вертикали)		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвиж- ность, мкм ² МПа с	Содер- жание серы в % по весу	Содер- жание пара- фина, в % по весу	Сво- бодный дебит (в усло- виях испыта- ния Ø шт.), м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в плас- товых усло- виях	после дегаза- ции					газовый фактор, м ³ /м ³	содер- жание серо- водо- рода, %	содер- жание угле- кислого газа, %	относи- тельная по возду- ху плот- ность газа	коэффи- циент сжимае- мости	давление насыще- ния в пласто- вых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Скважина № 11 Корчагина															
K ₁ nc	1550	1559,8	поровый	709- 686	810- 824	0,5- 2,11	0,07- 0,2	6,0-6,8	200 (11,9 мм)	98,0- 125,2	отс.	0,12- 0,33	0,722- 0,827	0,0018	16,50- 16,84
Скважина № 103 Корчагина															
K ₁ nc	1550	1559,8	поровый	709- 686	810- 824	0,5- 2,11	0,07- 0,2	6,0-6,8	200 (11,9 мм)	98,0- 125,2	отс.	0,12- 0,33	0,722- 0,827	0,0018	16,50- 16,84
Скважина № 105 Корчагина															
K ₁ nc	1557,5	1563,8	поровый	709- 686	810- 824	0,5- 2,11	0,07- 0,2	6,0-6,8	200 (11,9 мм)	98,0- 125,2	отс.	0,12- 0,33	0,722- 0,827	0,0018	16,50- 16,84
Скважина № 114 Корчагина															
K ₁ nc	1550	1581,0	поровый	709- 686	810- 824	0,5- 2,11	0,07- 0,2	6,0-6,8	200 (11,9 мм)	98,0- 125,2	отс.	0,12- 0,33	0,722- 0,827	0,0018	16,50- 16,84
J ₂ bt+k	1867	1898,8	поровый	686	824	2,12	0,21	8,00	180 (6,0 мм)	123	отс.	0,33	0,700	0,8	15,5

Примечание:

1. Дебит приведен по результатам испытания скважин 1 и 2 Широтных.
2. ВНК неокомской залежи (K₁nc) на абс. отм. -1537 м.
3. ВНК среднеюрской залежи (J₂) на абс.отм. -1872 м.

ГАЗОНОСНОСТЬ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал , м (по вертикали)		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % мол		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит тыс. м³/сут (дебит в условиях испытания Ø шт.),	Плотность газоконденсата, кг/м³		Фазовая проницаемость, мкм² по газу
	от (верх)	до (низ)			серо-водорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Скважина № 11 Корчагина												
K ₁ nc	1474,4	1550	поровый	газ + конденсат	отс.	0,545	0,664	0,8	647 (29 мм)	144	758	0,0414
Скважина № 103 Корчагина												
K ₁ nc	1542,4	1550	поровый	газ + конденсат	отс.	0,545	0,664	0,8	647 (29 мм)	144	758	0,0414
Скважина № 114 Корчагина												
K ₁ nc	1513,3	1550	поровый	газ + конденсат	отс.	0,545	0,664	0,8	647 (29 мм)	144	758	0,0414

Приложение 4.3

ВОДОНОСНОСТЬ

Индекс страти- графиче- ского- подраз- деления	Интервал, м (по вертикали) скв.11/скв.103/ скв.105/скв.114		Тип коллектора	Плот- ность, кг/м ³	Дебит, условия испытани м ³ /сут	Фазовая проница- емость, мкм ²	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснаб- жения (ДА, НЕТ)	
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					Минера- лизация общая, мг-экв/л
							CL ⁻	SO ₄ ^{..}	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	(Na+K) ⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K ₁ nc + J ₃ v	1474,4	1559,8	поровый, трещинно- поровый	1042	до 500	нет данных	487,5-	22,76-	17,6-	9,0-	15,0-	998,89-	1555,75-	СФН	Нет
	1542,4	1559,8					1025	83,67	25	67,5	41	1165,56	2407,17		
	1557,5	1563,8													
J ₂ bt+k	1513,3	1867,0	поровый	1061	до 500	нет данных	487,5-	22,76-	17,6-	9,0-	15,0-	998,89-	1555,75-	СФН	Нет
	-	-					1025	83,67	25	67,5	41	1165,56	2407,17		
	1867,0	1898,8													

Примечание:

1. Таблица "Водоносность" составлена без учета интервалов непроницаемых пластов и пропластков и интервалов нефтегазоносности.
2. Тип воды по Сулину: СФН-сульфатно-натриевый.

ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР- прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ- прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ- расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс страти- графич. подраз- деления	Интервал, м (по вертикали)		Градиент давления						Градиент						Температура			
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			в конце интервала			
	от (верх)	до (низ)	МПа/100 м			МПа/100 м			МПа/100 м			от (верх)	до (низ)	источ- ник получен.	С°	источник получения		
			от (верх)	до (низ)	источ- ник получен.	от (верх)	до (низ)	источ- ник получен.	от (верх)	до (низ)	источ- ник получен.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
K ₁ nc	1474,4	1559,8	0,98	0,98	1,00	1,10	1,10	(1,58) 1,69*	1,82	1,86	1,96	1,96	1,96		78		Скважины Широкой площади и М-ния им. Ю.Корчагина	
	1542,4	1559,8																
	1557,5	1563,8																
	1513,3	1581,0																
J ₃ v	-	-															Скважины Широкой площади и М-ния им. Ю.Корчагина	
	-	-	1,14	1,14	1,12	1,13	1,13	(1,62)	1,86	1,86	2,00	2,00	2,00	РФЗ	84			
	-	-																
J ₂ bt+k	1581,0	1867,0															Скважины Широкой площади и М-ния им. Ю.Корчагина	
	-	-	1,11	1,11	1,09	1,13	1,13	(1,62)	1,86	1,86	2,00	2,00	2,00		85			
	-	-																
	1867,0	1898,8																

Примечание:

- * - давление гидроразрыва для глин по результатам ЛОТ.
- () - в проницаемых интервалах.

ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН
ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

Индекс страти- графи- ческого- подраз- деления	Интервал, м (по вертикали) скв.11/скв.103/скв.105/скв.114		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статичес- кого уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления, поглощения, МПа/100м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляцион- ных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁ nc	<u>1474,4</u> <u>1542,4</u> <u>1557,5</u> 1513,3	<u>1559,8</u> <u>1559,8</u> <u>1563,8</u> 1581,0	21*	-	нет	1,49**	1,57	при бурении, при СПО с обратной проработкой, при нарушении гидравлического режима
J _{3V} - J _{2bt+k}	- - - <u>1581,0</u>	- - - <u>1898,8</u>	до 24	-	нет	1,50**	1,57	

Примечание:

- * - скважина 105 Корчагина.
- ** - при наличии в продуктивном разрезе пластов с высокими ФЕС.

ОСЫПИ И ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИН

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м (по вертикали)		БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)			Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)	
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность, кг/м ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
							2
1						7	
K ₁ nc	1474,4	1559,8	Разрабатывается при проектировании			10	8
	1542,4	1559,8					
	1557,5	1563,8					
	1513,3	1581,0					
J ₂ bt+k	-	-				10	Промывка, проработка
	-	-					
	-	-					
	1867,0	1898,8					

Примечание: таблица составлена с учетом глубин зарезки боковых стволов.

НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали) скв. 11/скв. 103/скв. 105/скв. 114		Вид проявляемого флюида, (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
K ₁ nc	1474,4	1550	газ + конденсат				Увеличение газопоказаний, пузырьки газа, газовый фонтан
	1542,4	1550					
	-	-					
	1513,3	1550					
K ₁ nc + J ₃ v	1550	1559,8	нефть		Рассчитывается при проектировании	При превышении пластового давления над забойным	Пленки нефти, насыщение раствора газом, нефтяной фонтан
	1550	1559,8					
	1557,5	1563,8					
	1550	1581,0					
	-	-					
	-	-	нефть				
	-	-					
	1867,0	1898,8					
J ₂ bt+k							

Примечание: таблица составлена с учетом глубин зарезки боковых стволов.

ПРИХВАТООПАСНЫЕ ЗОНЫ

Индекс страти- графич. подраз- деле- ния	Интервал, м (по вертикали) скв.11/скв.103/скв.105/скв.114		Вид прихвата (от перепада давления, за- клинки, саль- никообразо- вания и т.д.)	РАСТВОР (рекомендуемый)				Наличие огра- ничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		Тип	Плотность, кг/м ³	Водоот- дача, см ³ /30мин	Смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₁ nc	1474,4	1559,8	заклинки, диф.прихват	-	-	-	-	-	-
	1542,4	1559,8							
	1557,5	1563,8							
	1513,3	1581,0							
J ₃ v - J ₂ bt+k	-	-	заклинки, диф.прихват	-	-	-	-	-	-
	-	-							
	-	-							
	1581,0	1898,8							

Разрабатывается при проектировании

Примечание: таблица составлена с учетом глубин резки боковых стволов.

Приложение 6.4

ТЕКУЧИЕ ПОРОДЫ

Индекс страти- графи- ческого- подраз- деления	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Максимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, кг/м ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Текучие породы в разрезе отсутствуют					

Приложение 6.5

ПРОЧИЕ ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ

Индекс страти- графи- ческого- подраз- деления	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Не прогнозируются				

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ
ОТБОР КЕРНА, ШЛАМА И ГРУНТА

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Параметры отбора керна		Интервалы, м		Метраж отбора керна, м	Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м (по вертикали)		Частота отбора шлама через, м	Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Глуби- на отбора грунта, м	Тип бок- вого грунто- носа	Коли- чество образ- цов пород, шт	Приме- ча- ние	
	мини- маль- ный диаметр, мм	макси- мальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
						K _{1nc}	1474,4 <u>1542,4</u> <u>1557,5</u> 1513,3	1559,8 <u>1559,8</u> <u>1563,8</u> 1581,0	5-10						
						J _{3v} - J ₂ bt+k	- - -	- - -	5-10						Не предусматривается
							1581,0	1898,8							Не предусматривается

ДААНЬЕ ПО ИСПЫТАНИЮ (ОПРОБОВАНИЮ) ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Индекс стратигра- фического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах				Опробование пластоиспытателем на кабеле			
	Вид операции (испытание, опробование)	Интервал испытания, м		Количество циклов промывки после проработки	Интервал опробования, м		Количество проб, шт.	
		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7	8	
	не предусматривается							

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Наименование исследования	Масштаб	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м (по стволу)	в интервале, м	
			от (верх) (по стволу)	до (низ) (по стволу)
1	2	3	4	5
Скважина № 11 Корчагина				
Комплекс ГИС в секции эксплуатационной колонны (после подъема НКТ)				
ГК-ЛМ-АКЦ-УЗК-ННК на скважинном тракторе*	цифровой	от максимально возможной глубины дохождения приборов до устья		
Комплекс специальных методов ГИС-кабель на трубах по технологии мокрого соединения (TLC)**				
Инклинометрия (гироскоп), АКШ-кроссдиполь, ЯМК, ГДК и ОПК***	цифровой	5194,0	1620,0	5194,0
Комплекс ГИС (LWD) в процессе бурения				
Инclin. (маг.), ГК, ННК (ИГН), ГГК-ЛП, ГГК-наклонометрия, КВ (Ультразвук. и/или ГГК), ИК (многозондовый и многочастотный)***	цифровой	5194,0	в интервале привязки и в процессе бурения	5194,0
PLT (высокочувствительная термометрия, влагометрия, расходомерия и манометрия) в продуктивном пласте		Комплекс по спецплану согласовывается с исполнителем работ		
ГТИ проводятся согласно ГОСТ Р 53709-2009		с начала строительства БС		
Удаленный мониторинг бурения (спутниковый канал связи)		от начала до конца строительства БС		
Скважина № 103 Корчагина				
Комплекс ГИС в секции эксплуатационной колонны (после подъема НКТ)				
ГК-ЛМ-АКЦ-УЗК-ННК на скважинном тракторе*	цифровой	от максимально возможной глубины дохождения приборов до устья		
Комплекс специальных методов ГИС-кабель на трубах по технологии мокрого соединения (TLC)**				
Инклинометрия (гироскоп), АКШ-кроссдиполь, ЯМК, ГДК и ОПК***	цифровой	4366,0	2291,0	4366,0
Комплекс ГИС (LWD) в процессе бурения				
Инclin. (маг.), ГК, ННК (ИГН), ГГК-ЛП, ГГК-наклонометрия, КВ (Ультразвук. и/или ГГК), ИК (многозондовый и многочастотный)***	цифровой	4366,0	в интервале привязки и в процессе бурения	4366,0
PLT (высокочувствительная термометрия, влагометрия, расходомерия и манометрия) в продуктивном пласте		Комплекс по спецплану согласовывается с исполнителем работ		
ГТИ проводятся согласно ГОСТ Р 53709-2009		с начала строительства БС		
Удаленный мониторинг бурения (спутниковый канал связи)		от начала до конца строительства БС		

Окончание приложения 9

1	2	3	4	5
Скважина № 105 Корчагина				
Комплекс ГИС в секции эксплуатационной колонны (после подъема НКТ)				
ГК-ЛМ-АКЦ-УЗК-ННК на скважинном тракторе*	цифровой	от максимально возможной глубины дохождения приборов до устья		
Комплекс специальных методов ГИС-кабель на трубах по технологии мокрого соединения (TLC)**				
Инклинометрия (гироскоп), АКШ-кроссдиполь, ЯМК, ГДК и ОПК***	цифровой	6091,0	3176,0	6091,0
Комплекс ГИС (LWD) в процессе бурения				
Инclin. (маг.), ГК, ННК (ИГН), ГГК-ЛП, ГГК-наклонометрия, КВ (Ультразвук. и/или ГГК), ИК (многозондовый и многочастотный)***	цифровой	6091,0	в интервале привязки и в процессе бурения	6091,0
PLT (высокочувствительная термометрия, влагометрия, расходомерия и манометрия) в продуктивном пласте		Комплекс по спецпланусогласовывается с исполнителем работ		
ГТИ проводятся согласно ГОСТ Р 53709-2009		с начала строительства БС		
Удаленный мониторинг бурения (спутниковый канал связи)		от начала до конца строительства БС		
Скважина № 114 Корчагина				
Комплекс ГИС в секции эксплуатационной колонны (после подъема НКТ)				
ГК-ЛМ-АКЦ-УЗК-ННК на скважинном тракторе*	цифровой	от максимально возможной глубины дохождения приборов до устья		
Комплекс специальных методов ГИС-кабель на трубах по технологии мокрого соединения (TLC)**				
Инклинометрия (гироскоп), АКШ-кроссдиполь, ЯМК, ГДК и ОПК***	цифровой	4708,0	1755,0	4708,0
Комплекс ГИС (LWD) в процессе бурения				
Инclin. (маг.), ГК, ННК (ИГН), ГГК-ЛП, ГГК-наклонометрия, КВ (Ультразвук. и/или ГГК), ИК (многозондовый и многочастотный)***	цифровой	4708,0	в интервале привязки и в процессе бурения	4708,0
PLT (высокочувствительная термометрия, влагометрия, расходомерия и манометрия) в продуктивном пласте		Комплекс по спецпланусогласовывается с исполнителем работ		
ГТИ проводятся согласно ГОСТ Р 53709-2009		с начала строительства БС		
Удаленный мониторинг бурения (спутниковый канал связи)		от начала до конца строительства БС		

Примечание:

1. Комплекс ПГИ составлен согласно рекомендации на проведение промысловых скважинных исследований на шельфе Каспийского моря Северного участка с учетом "Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах (№445/323 от 28.12.1999 г.) и "Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах" РД153-39.0-072-01, Москва 2002 г.

2. Проведение ГИС осуществляется согласно правил ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г.
3. В интервалах открытого ствола с зенитными углами более 45 градусов комплекс ГИС-кабель будет проводится на бурильном инструменте.
4. При аварийных ситуациях (наличие зарядов, шнуровых торпед для встряхивания и отстрела бурильных труб) необходимо проведение перфорационных, ловильных работ и установок пакеров и пробок. Для ликвидации возможных аварий при проведении ПГИ иметь полный спектр аварийного инструмента.
5. * - по согласованию с геологической службой Заказчика.
6. ** - по заявке геологической службы ПАО "ЛУКОЙЛ".
7. *** - в зависимости от поставленных геологических задач с учетом конструкции и технических возможностей строительства БС.

Приложение 9.1

ПРОЧИЕ ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Наименование работ	Единицы измерения	Объем работ
1	2	3
Не предусматриваются		

РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН
СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА (ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН) В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Индекс графического подразделения	Номер объекта (снизу-вверх)	Интервал залегания объекта, м (по вертикали)		Интервал установки цементного моста, м (по стволу)		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Кол-во режимов штурмовых испытаний, шт.	Диаметр, мм (диафрагма)	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины:		Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)						максим.	плотность жидкости, кг/м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Скважина № 11 Корчагина														
K ₁ nc	1	1474,4	1559,8	-	-	фильтр	стационарная	да	3	4-20	Замена бурового раствора на водный раствор хлористого кальция	-	-	
Скважина № 103 Корчагина														
K ₁ nc	1	1542,4	1559,8	-	-	фильтр	стационарная	да	3	4-20	Замена бурового раствора на водный раствор хлористого кальция	-	-	
Скважина № 105 Корчагина														
K ₁ nc	1	1557,5	1563,8	-	-	фильтр	стационарная	да	3	4-20	Замена бурового раствора на водный раствор хлористого кальция	-	-	
Скважина № 114 Корчагина														
J ₂ bt+k	1	1867,0	1898,8	-	-	фильтр	стационарная	да	3	4-20	Замена бурового раствора на водный раствор хлористого кальция	-	-	

Примечание: интервалы установки фильтров уточняются по результатам скважинных исследований и согласовываются с Заказчиком.

РАБОТЫ ПО ПЕРФОРАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПРИ ИСПЫТАНИИ (ОСВОЕНИИ)

Номер объекта (см. прил. №10)	Перфорационная среда		Мощность перфораций, м	ВИД ПЕРФОРАЦИИ: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидроструйная, гидроструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 пог. м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (ДА,НЕТ)	Насадки для гидроструйной перфорации	
	ВИД: раствор, нефть, вода	Плотность, кг/м ³								Диаметр, мм	Количество, шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Не предусматриваются											

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ИЛИ ПОВЫШЕНИЕ
ПРИЕМИСТОСТИ ПЛАСТА В НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

Номер объекта (см. прил. №10)	Название процесса:солянокислотная обработка,обр.керосино-кисл.эмульс. установка кислотной ванны, добав. кумулят.перфор.,гидроразрыв пласта гидропескоструйн.перфор., обработка закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, С°	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфора- тора	Количество отверстий на 1 м, шт. Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ГКО (по решению Заказчика)	2	1200*	10,5**	20	на ГОЛОВЕ ХВОСТО- ВИКА		Не предусматривается	

Примечание:

- * - плотность жидкости в колонне уточняется по результатам скважинных исследований;
- ** - Давление на устье уточняется после проведения испытаний на приемистость.
- Проведение испытаний на приемистость по решению Заказчика.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ИСПЫТАНИЯ (ОСВОЕНИЯ) СКВАЖИН

Номер объекта (см. прил. №10)	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)	Работа по испытанию проводится в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)				
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 6 м имеют подошвенную воду			задавка скважины через НКТ	использование норм по ССНВ для разведочных скважин	вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной колонне	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	нет	нет	нет	нет	2 (24 часа)	да	да	нет	да

СВЕДЕНИЯ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ ПО ПРОБУРЕННЫМ СКВАЖИНАМ-АНАЛОГАМ

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м			Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.п.)
		от (верх)	до (низ)	7			
1	2	3	4	5	6	7	
11	Корчагина	на глуб. 1926			К ₁ пс	посадки, затяжки	Сужение ствола скважины. Проработки в интервалах: 1136-1153м, 1350-1378м, 1423-1464м. Промывка, проработка. Прокачка вязкой пачки Т=105с.
		на глуб. 1990					
		на глуб. 1990					
		на глуб. 1990					
12	Корчагина	на глуб. 1874			К ₁	посадки, затяжки	Затяжки до 9т., постоянные промывки, расхаживание и вращение инструмента и закачка вязких пачек. Затяжки до 9т., постоянные промывки, расхаживание и вращение инструмента и закачка вязких пачек.
		на глуб. 1874					
104	Корчагина	на глуб. 3433			К ₁ пс	диф. прихват	Подъем инструмента с обратной проработкой в интервале 3605-3433м после установки очередной свечи за палец и навороте ВП было включено вращение, плавно вышли на рабочую производительность буровых насосов. При попытке подъема инструмента произошла остановка ВП, инструмент потерял подвижность и вращение - прихват инструмента. Циркуляция полная, поглощения нет.

Продолжение приложения 14

1	2	3	4	5	6	7
105	Корчагина	на глуб. 6871		К ₁ пс	поглощение	Бурение на буровом растворе $\rho = 1,45 \text{ г/см}^3$, $T = 50 \text{ сек}$, $V = 4 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. Во время бурения горизонтального ствола при забое 6871/1563,67 м в скважине началось поглощение интенсивностью $21 \text{ м}^3/\text{час}$. Всего скважина поглотила 10 м^3 . Плотность бурового раствора снизили до $1,36 \text{ г/см}^3$. Во время подготовки кольматационной пачки, при промывке произошел резкий рост давления до 226 атм, выход циркуляции прекратился. Попытка восстановления циркуляции положительного результата не дала. В скважину был закачан кольматант. Бурение было продолжено на буровом растворе плотностью $1,30 \text{ г/см}^3$.
122	Корчагина	на глуб. 5982		К ₁ пс	прихват	В ходе бурения под фильтр-"хвостовик" $\varnothing 168,3/139,7 \text{ мм}$ на глубине 5982 м произошла потеря подвижности инструмента. Параметры бур. р-ра: $\rho = 1,35 \text{ г/см}^3$, $T = 49 \text{ сек}$, $V = 3 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ Работы по ликвидации прихвата результата не дали, прихваченная часть колонны была отстрелена и установлен цементный мост.
110	Корчагина	на глуб. 2990		К ₁ пс	поглощение частичное	В ходе бурения под "хвостовик" $\varnothing 127/139,7/177,8 \text{ мм}$, долотом 215,9 мм на бур. р-ре плотностью $1,21-1,24 \text{ г/см}^3$ поглощение интенсивностью $0,5-2,0 \text{ м}^3/\text{час}$.
318	Корчагина	на глуб. 2420		J ₃₀	посадки	ОК $\varnothing 339,7 \text{ мм}$ х 1462 м. Бурение на буровом растворе $\rho = 1,53-1,55 \text{ г/см}^3$, $T = 49-68 \text{ сек}$, $V = 2,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. При спуске КНБК на забой возникли срывающиеся посадки до 5 т.
		на глуб. 2695				
		на глуб. 2903				
		2848	3542	J _{2k} - J ₃₀	посадки	ОК $\varnothing 339,7 \text{ мм}$ х 1462 м. Бурение на буровом растворе $\rho = 1,53-1,55 \text{ г/см}^3$, $T = 49-68 \text{ сек}$, $V = 2,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. При спуске колонны $\varnothing 245 \text{ мм}$ интервале 2848 – 3542,39 м отмечены срывающиеся посадки до 20 т.

Продолжение приложения 14

1	2	3	4	5	6	7
318	Корчагина	3606	4332	J ₂ k	затяжки	ОК Ø 245 мм x 3542 м. Бурение на буровом растворе ρ = 1,33-1,35 г/см ³ , Т = 75-80 сек, В = 2,4-2,6 см ³ /30мин. При спуске из башмака 244,5 мм ЭК отмечены срывающиеся посадки до 20 т. При проводке ствола скважины на глубине 4224 м зафиксирована затяжка 7 т/момент 32 кНм, 4118 м – затяжка 3 т/момент 41 кНм.
		5193	5202	J ₂ k	поглощение до 24 м ³ /час	Поглощение бурового раствора интенсивностью до 24 м ³ /час. С целью снижения интенсивности поглощения было произведено снижение плотности бурового раствора до 1,32 г/см ³ .
ВП-6	Корчагина	3225	3683	J ₃ v	затяжки посадки	ОК Ø 273,1 мм x 3060,3 м. Бурение на буровом растворе ρ = 1,32-1,33 г/см ³ , Т = 52-65 сек, В = 3,4-3,8 см ³ /30мин. Проработка ствола скважины до свободного хождения инструмента.
		на глуб. 4712			заклинка	ОК Ø 273,1 мм x 3060,3 м. Бурение на буровом растворе
		на глуб. 4613			диф. прихват	ρ = 1,32-1,33 г/см ³ , Т = 52-65 сек, В = 3,4-3,8 см ³ /30мин. При подъеме инструмента с обратной проработкой произошло заклинивание на контакте пород различной плотности. Прихват ликвидирован расхаживанием инструмента. При дальнейшем подъеме инструмента с обратной проработкой на контакте проницаемых доломитов и глинистых пород произошел прихват КНБК без потери циркуляции бурового раствора и без роста давления, который ликвидирован с большими трудностями – расхаживанием инструмента с работой ясом, с установкой нефтяной и кислотной ванн, с поглощением после кислотной ванны. Причиной прихватов являлась заклина бурильного инструмента, обусловленная резкими изменениями траектории скважины на контакте пород различной плотности при высокой механической скорости проходки.
		на глуб. 4613			поглощение	При вымове кислотной ванны отмечено поглощение бурового раствора общим объемом 19 м ³ .

1	2	3	4	5	6	7
ВП-6	Корчагина	3753	3951	J _{3v}	посадки при спуске ОК	Посадки зафиксированы при спуске хвостовика нижнего заканчивания.
		4015	4063			
		4319	4339			
		4684	4754			
		на глуб. 4854				
		на глуб. 5008				
110БС	Корчагина	2391	2550	J _{3o}	выход обвального шлама	Бурение в оксфордских отложениях сопровождалось наличием обвального шлама пластинчатого и блочного типа 3-5 % от общего объема.
13БС	Корчагина	на глуб. 2672		K _{1пс}	затяжки, посадки	Бурение бокового ствола на буровом растворе ρ = 1,27-1,28 г/см ³ , Т = 45-65 сек, В = <3 см ³ /30мин. Затяжки, посадки до 10 т, что связано со входом КНБК в интервал глин. Проработка интервала.
		на глуб. 2995				
114БС	Корчагина	2200	2230	K _{1пс}	осыпи и обвалы	Бурение бокового ствола на буровом растворе ρ = 1,28-1,29 г/см ³ , Т = 45-65 сек, В = <4 см ³ /30мин. Зарегистрирована глинистая обвальная порода слоистого типа в объеме до 1% от общего выноса.
		2370	2380			
		2670	2700			
122БС	Корчагина	2018	2040	K _{1пс}	осыпи и обвалы	Бурение бокового ствола на буровом растворе ρ = 1,34-1,35 г/см ³ , Т = 45-75 сек, В = <4 см ³ /30мин. Зарегистрировано наличие обвального шлама до 3 % от общего выноса шлама.
		2130	2147			
		3197	3682			
		3860	4050			

**СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ
МАРШРУТЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ**

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительство персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), аэропортов отправления вахто-экспедиционного персонала.	Номер маршрута	Характеристика маршрута						
		общая протяженность, км/мили	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км/мили	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиационный, вертолет, самолет)	Наземные пути подвоза тип дороги (асфальтированная, грунтовая и т. д.)	Вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	
Наименование организации, промбаз, карьера и т.д.	Пункт	4	5	6	7	8	9	
1	2							
Центральный тех. склад	Береговая база в п. Ильинка	330	п. Ильинка-ЛСП-1	330	Морской (ТБС*)	-	-	
Партия ПИ	г. Астрахань	180	г. Астрахань-ЛСП-1	180	Авиа (вертолет)	-	-	
Каротажная партия	г. Астрахань	180	г. Астрахань-ЛСП-1	180	Авиа (вертолет)	-	-	
Вахта	г. Астрахань	180	г. Астрахань-ЛСП-1	180	Авиа (вертолет)	-	-	
Вывоз отходов	ЛСП-1	330	ЛСП-1 - Ильинка	330	Морской (ТБС)	-	-	

Примечание:

1. Суда обеспечения: СО «Буми Урай», СО «Светлый», СО «Взморье», СО «Возморье» (подвоз материалов, оборудования, вывоз бурового раствора, шлама и т.д.).
2. АСД - Аварийно-спасательное дежурство: СО «Буми Нарьян Мар» с оборудованием для ЛАРН (ликвидация аварийных разливов нефти).
3. Для проведения работ по АСД возможно использование судов: т/х "ПТР-50/8", т/х "Лангелас" и т/х "Эпрон".
4. * - при неблагоприятной морской обстановке - вертолет.

Приложение 16

**РАССТОЯНИЕ ПЕРЕВОЗОК ГРУЗОВ, ПРОБЕГА
СПЕЦИАЛЬНЫХ МАШИН, АГРЕГАТОВ И ВАХТ**

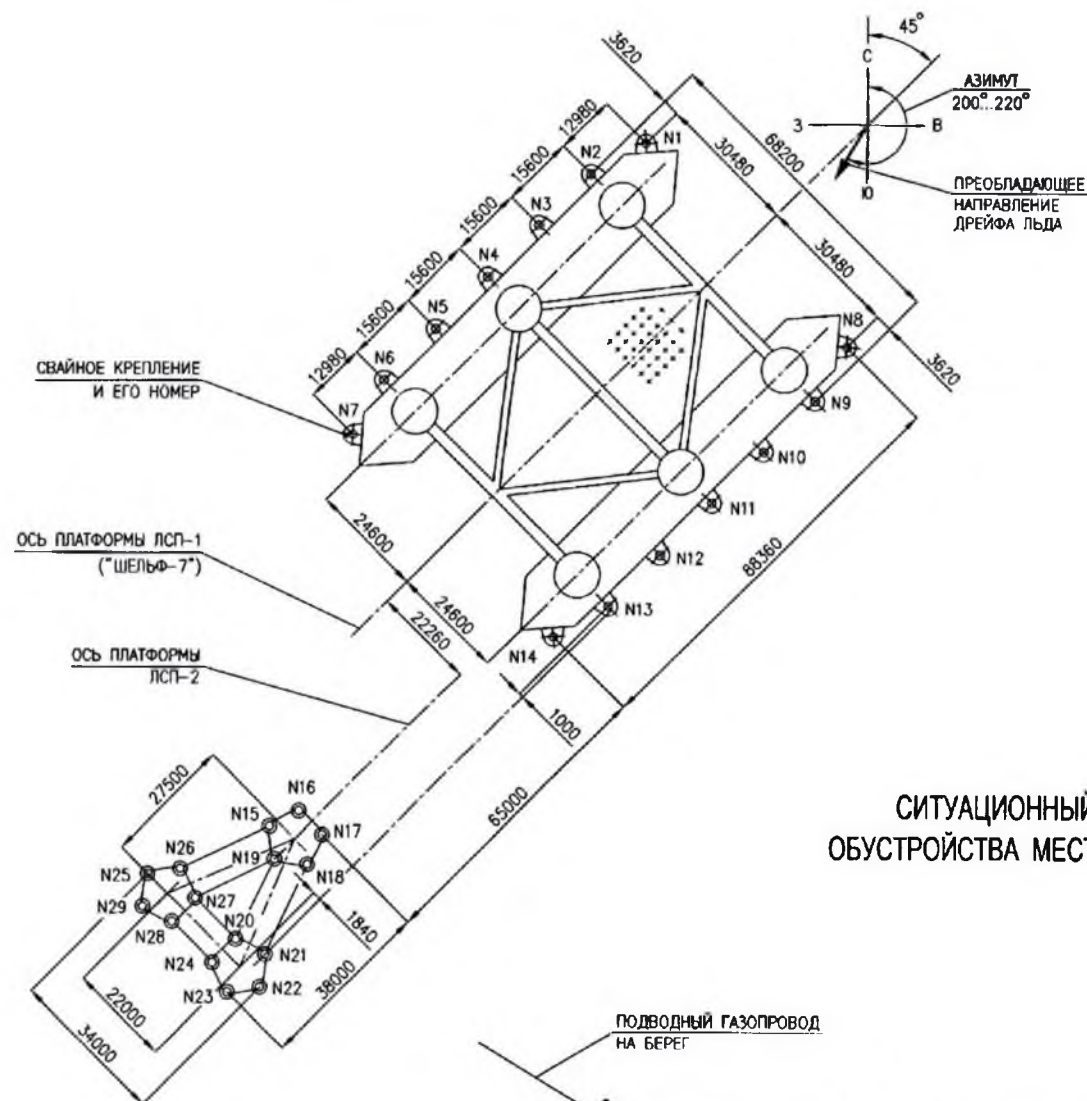
Наименование транспортируемых грузов, специальных машин и агрегатов	Пункт отправления и пункт назначения	Вид транспорта	Расстояние, км/мили
1	2	3	4
Буровое оборудование, МЛСП	-	-	-
Трубная площадка (трубы бурильные)	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Трубы обсадные	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
НКТ	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Каротажная партия	Астрахань - ЛСП-1	Вертолет	180
Топогеодезическая партия	Астрахань - ЛСП-1	Вертолет	180
Дефектоскопия	Астрахань - ЛСП-1	Вертолет	180
Пластоиспытатели	Астрахань - ЛСП-1	Вертолет	180
Цемент	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Лесоматериалы	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Все остальные материалы от техсклада (в т.ч. глинопорошок)	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
ГСМ (нефтебаза)	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Фонтанная арматура, колонная головка, ПВО	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Материалы перевозимые обслужи- вающим спецтранспортом	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Пресная питьевая вода	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Буровой шлам, отработанный буровой раствор, БСВ	ЛСП-1 - Ильинка	ТБС	330/178
Буровая бригада (через 15 дней)	Астрахань - ЛСП-1	Вертолет	180
Долота	Астрахань (ж/д) - Ильинка Ильинка - ЛСП-1	Авто ТБС	27 330/178

**КОНСТРУКЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА**

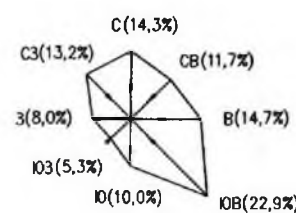
Наименование колонн / диаметр, мм	МЛСП-1			
	Скв. 11	Скв. 114	Скв. 105	Скв. 103
	глубина по вертикали / по стволу			
Кондуктор / 508	<u>600</u>	<u>699,5</u>	<u>698,8</u>	<u>598,7</u>
	604,73	707,2	718,2	614
Промежуточная / 339,7	<u>985</u>	=	=	=
	989	-	-	-
Промежуточная / 406,4	=	<u>1292,6</u>	<u>1303,8</u>	<u>1295</u>
	-	1367	1474,9	1480,4
Эксплуатационная / 244,5	<u>1561</u>	=	=	=
	1987	-	-	-
Эксплуатационная / 273,05	=	<u>1565,6</u>	<u>1564</u>	<u>1564,9</u>
	-	2136,4	3307,8	3481
Высота подъема цемента за эксплуатационной колонной	<u>682</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>781</u>
	682	0	0	820
Глубина установки пакера (Quantum)	<u>1551</u>	<u>1566</u>	<u>1561</u>	<u>1555</u>
	1872	2027,2	3222,5	2891
Хвостовик основной ствол голова	<u>1553</u>	<u>1567</u>	<u>1561</u>	<u>1564</u>
	1884,7	2067,6	3237,6	3398
Хвостовик основной ствол башмак	<u>1562,7</u>	<u>1564,2</u>	<u>1564</u>	<u>1564,7</u>
	2570	6044,2	7249	7996

Схемы разработаны ОАО "ЦКБ "КОРАЛЛ"

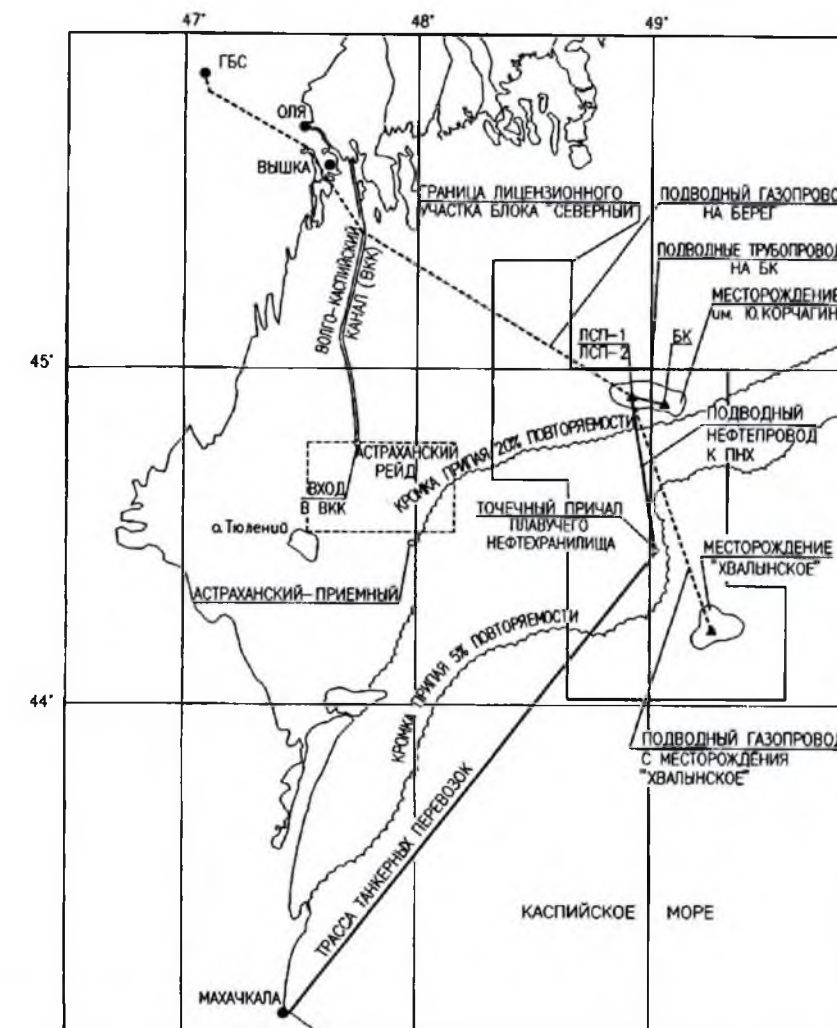
СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН РАЗМЕЩЕНИЯ ЛСП-1 И ЛСП-2



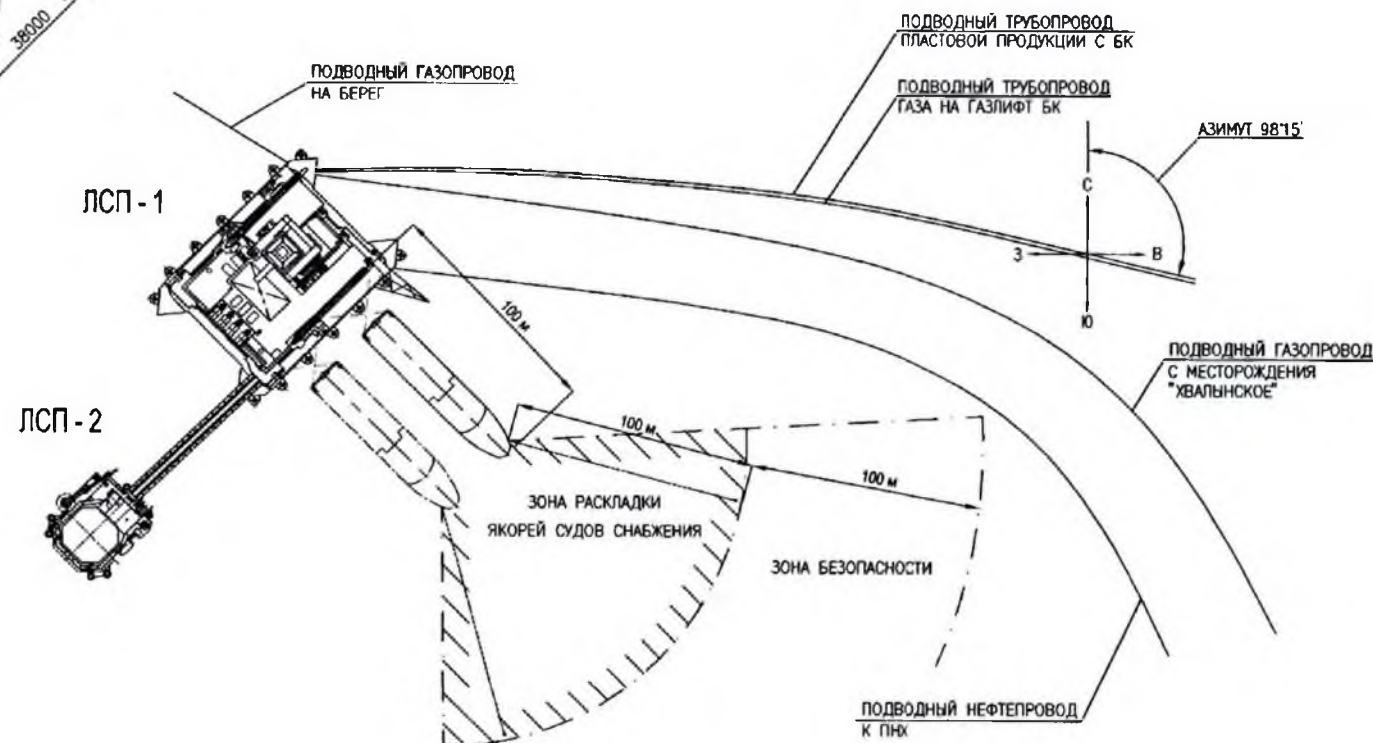
РОЗА ПОВТОРЯЕМОСТИ ВЕТРОВ



СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МОРСКОЙ ЧАСТИ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ.Ю.КОРЧАГИНА НА АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ



СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ



РАЙОН РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МОРСКОЙ ЧАСТИ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ.Ю.КОРЧАГИНА ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА БЛОКА "СЕВЕРНЫЙ" РОССИЙСКОГО СЕКТОРА - СЕВЕРНАЯ ЧАСТЬ КАСПИЙСКОГО МОРЯ С КООРДИНАТАМИ 44°54'50.81" С.Ш. 48°57'35.57" В.Д. ГЛУБИНА МОРЯ 11,2 МЕТРОВ

БЛИЖАЙШИЙ СУДОХОДНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ ПОРТ АСТРАХАНЬ - ПОРТ БАУТИНО - ~ 90 КМ НА ЮГ

БЛИЖАЙШАЯ БЕРЕГОВАЯ ЧЕРТА - ~ 90 КМ НА СЕВЕРО-ЗАПАД

РАССТОЯНИЕ ДО БЛИЖАЙШЕГО ПОРТА (БАУТИНО) - ~ 110 КМ НА ЮГО-ВОСТОК

РАССТОЯНИЕ ДО АСТРАХАНСКОГО РЕЙДА (АСТРАХАНСКИЙ-ПРИЕМНЫЙ) - ~ 95 КМ НА ЮГО-ЗАПАД

РАССТОЯНИЕ ОТ КОМПЛЕКСА ЛСП-1 И ЛСП-2 ДО БЛОК-КОНДКТОРА - 8,8 КМ ПО АЗИМУТУ 98°15'

ДЛИНА ПЕРЕХОДНОГО МОСТА МЕЖДУ ЛСП-1 И ЛСП-2 - ~ 73 МЕТРА

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Ситуационный план расположения объектов на месторождении им. Ю. Корчагина



ЛИЦЕНЗИЯ

на право пользования недрами

Ш К С
серия

1 1 3 8 6
номер

Н Р
вид лицензии

Выдана Обществу с ограниченной ответственностью
(субъект предпринимательской деятельности, получивший
"ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть"
данную лицензию)

в лице генерального директора
(Ф. И. О. лица, представляющего субъект предпринимательской деятельности)
Николаева Николая Михайловича

с целевым назначением и видами работ поиск, разведка и
добыча углеводородов

Участок недр расположен в северной части Каспийского моря
(наименование населенного пункта,
района, области, края, республики)

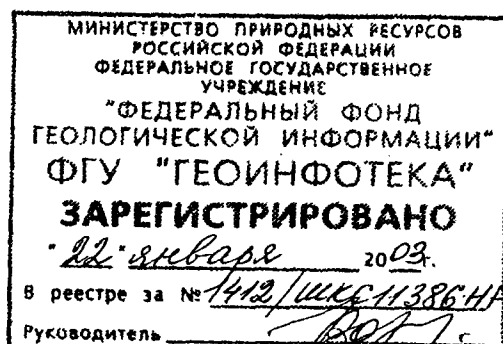
Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии
топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении 1,2
(№ прилож.)

Право на пользование земельными участками получено от _____
(наименование органа, выдавшего разрешение, номер постановления, дата)

Копии документов и описание границ земельного участка приводятся в
приложении _____
(номер приложения, количество страниц)

Участок недр имеет статус геологического и горного отводов
(геологического или горного отвода)

Срок окончания действия лицензии 1 апреля 2023 г.
(число, месяц, год)



Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы:

1. Лицензионное соглашение об условиях проведения поиска, разведки и добычи углеводородов в пределах участка дна Каспийского моря - 12 л.
2. Схема размещения лицензионного участка - 1 л.
3. Распоряжение МПР России о переходе права пользования участком дна Каспийского моря - 1 л.
4. Свидетельство о регистрации ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" - 1 л.

Уполномоченный представитель
Министерства природных ре-
сурсов Российской Федерации

Садовник

Петр Васильевич

Фамилия, имя, отчество

Уполномоченный представитель
органа государственной власти
субъекта Федерации

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата

М. П.



10. 01. 2003.

Руководитель предприятия, полу-
чающего лицензию

Николаев

Николай Михайлович

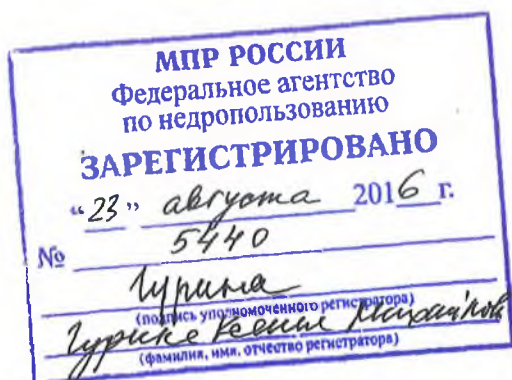
Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата

14. 01. 2003.



М. П.



Приложение к лицензии ШКС 11386 НР

ИЗМЕНЕНИЯ

к лицензии на право пользования недрами ШКС 11386 НР

Федеральным агентством по недропользованию, в лице заместителя Руководителя Каспарова О.С., действующего на основании приказа Федерального агентства по недропользованию от 29.04.2016 № 318, в соответствии с рекомендациями Комиссии по рассмотрению заявок на внесение изменений и дополнений в лицензии и переоформление лицензий по участкам недр, отнесенным к компетенции Федерального агентства по недропользованию (протокол от 04.08.2016 № 498), на основании приказа Федерального агентства по недропользованию от 08.08.2016 № 494 принято решение актуализировать лицензию на право пользования недрами ШКС 11386 НР и внести в нее следующие изменения (далее - Изменения):

I. Внести изменения в бланк лицензии на право пользования недрами ШКС 11386 НР и ее неотъемлемые составные части, изложив их в редакции в соответствии с приложениями на 19 листах:

«Выдана ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть»
(субъект предпринимательской деятельности, получивший данную лицензию)

в лице генерального директора
(Ф.И.О. лица, представляющего субъект предпринимательской деятельности)

Николаева Николая Михайловича
с целевым назначением и видами работ для геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых

Участок недр расположен в северной части
(название населенного пункта,

Каспийского моря
района, области, края, республики)

Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении № 3
(№ прилож.)

Участок недр имеет статус горного отвода
(геологического или горного отвода)

Дата окончания действия лицензии 31 декабря 2199 года
(число, месяц, год)

Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы (приложения):

1. Условия пользования недрами на 8 л.;
2. Копия решения, являющегося основанием предоставления лицензии, в соответствии со статьей 10¹ Закона Российской Федерации «О недрах» на 1 л.;
3. Схема расположения участка недр на 2 л.;
4. Копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица на 1 л.;
5. Копия свидетельства о постановке пользователя недр на налоговый учет на 1 л.;
6. Документ на 4 л., содержащий сведения об участке недр, отражающие:
 - местоположение участка недр в административно-территориальном отношении с указанием границ особо охраняемых природных территорий, а также участков ограниченного и запрещенного землепользования с отражением их на схеме расположения участка недр;
 - геологическую характеристику участка недр с указанием наличия месторождений (залелей) полезных ископаемых и запасов (ресурсов) по ним;
 - обзор работ, проведенных ранее на участке недр, наличие на участке недр горных выработок, скважин и иных объектов, которые могут быть использованы при работе на этом участке;
 - сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр (если ранее производилась добыча полезных ископаемых);
 - наличие других пользователей недр в границах данного участка недр;
7. Перечисление предыдущих пользователей данным участком недр (если ранее участок недр находился в пользовании) с указанием оснований, сроков предоставления (перехода права) участка недр в пользование и прекращения действия лицензии на право пользования этим участком недр (указывается при переоформлении лицензии), на 1 л.;
8. Краткая справка о пользователе недр, содержащая: юридический адрес пользователя недр, банковские реквизиты, контактные телефоны, на 1 л.;
9. Иные приложения _____


(названия документов, количество страниц)

».

II. Признать утратившими силу с даты государственной регистрации настоящих Изменений все ранее оформленные приложения и дополнения к лицензии ШКС 11386 НР, за исключением действующих горноотводных актов, являющихся неотъемлемой составной частью лицензии ШКС 11386 НР.


III. Настоящие Изменения являются неотъемлемой составной частью лицензии ШКС 11386 НР и вступают в силу с даты их государственной регистрации в установленном порядке.

**Заместитель Руководителя
Федерального агентства по недропользованию**


_____ **О.С. Каспаров**
«11» _____ 2016 г. **МП**



С изменениями и дополнениями в лицензию ШКС 11386 НР согласен,


_____ **Должность, Ф.И.О. и подпись лица, представляющего ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижневожскнефть»**

«16» _____ 2016 г. **МП**



АКТ № 3

ГОТОВНОСТИ БУРОВОГО КОМПЛЕКСА ЛСП-1 ОБУСТРОЙСТВА
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. ЮРИЯ КОРЧАГИНА К ЭКСПЛУАТАЦИИ

Каспийское море, Ледостойкая стационарная платформа 1,
координаты: широта северная 44° 54' 50.815"; долгота восточная 48° 57' 35.564"

«18» декабря 2009 г.

Комиссия в составе:

Председатель комиссии

Казаков А.А., первый заместитель генерального директора
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»- главный инженер

Заместитель председателя комиссии

Логачёв В.А., заместитель генерального директора
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» по капитальному строительству

Члены комиссии**Представители Заказчика**

Шиц А.В., начальник УОММ

Кляйн В.Т., заместитель начальника ОТН

Сиврос В.М., главный механик-начальник ОГМ

Фотин И.В., главный метролог-начальник отдела автоматизации и метрологии

Бабий В.А., главный технолог-начальник отдела подготовки нефти и газа

Заричанский П.Н., начальник отдела технической эксплуатации флота

Магомедов Л.Ш., начальник цеха добычи нефти и газа

Хакимов В.Э., руководитель группы ОТН по корпусным работам
и общесудовым системам судового комплекса

Жидиляев С.И., начальник отдела морских инвестиционных проектов

Дьяченко Ю.П., заместитель начальника ОТН

Павленко В.М., и.о. начальник отдела главного энергетика

Представитель ООО НГБ «Энергодиагностика»

Иноземцев О.В.

Сертификационный агент

Иванов В.В., ведущий инженер ООО «ТЮФ Интернациональ РУС»

**Представители Генерального подрядчика по пуско-наладочным работам и комплексным
испытаниям систем под нагрузкой**

ООО «Глобалнефтегазсервис»:

Серков Д.В., руководитель проекта ООО «ГНГС»

Муллин С.В., начальник отдела перспективного развития ООО «ГНГС»

Представитель ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»:

Кулиева Р.А., главный инженер проекта ООО «ЛУКОЙЛ-ВНМН»

Представитель РМРС:

Басов Дмитрий Александрович – инженер – инспектор РМРС

Ильичев Сергей Александрович – старший инженер-инспектор РМРС

Представители Ростехнадзора:

Родионов Алексей Владимирович – гос.инспектор Астраханского отдела по строительному надзору, котлнадзору, ГТС и тепловым энергоустановкам

Власюк Андрей Владленович – главный гос.инспектор Астраханского отдела по строительному надзору, котлнадзору, ГТС и ТУ.

Долженко Иван Николаевич – главный гос.инспектор Астраханского отдела по надзору за электроустановками потребителей.

Тризна Игорь Анатольевич – главный гос.инспектор межрегионального отдела по горному надзору и надзору за объектами металлургической промышленности.

Гурьянов Вадим Владимирович – государственный инспектор межрегионального отдела по горному надзору и надзору за объектами металлургической промышленности Нижнее-Волжского управления Ростехнадзора

Копылов Иван Федорович – главный государственный инспектор Астраханского отдела по строительному надзору, котлнадзору, ГТС и ТУ.

установила, что:

Системы бурового комплекса в количестве 13 штук по техническим параметрам, конструктивному и материальному исполнению соответствуют ТЭО (проекта), разработанному в соответствии с нормативно-технической документацией и правилами промбезопасности:

- 4.01. Буровая вышка с оборудованием для спуско-подъемных операций
- 4.02. Цементировочный комплекс
- 4.03. Система бурового раствора высокого давления (ВД)
- 4.04. Система циркуляции бурового раствора низкого давления (НД)
- 4.05. Система пневмотранспорта сыпучих материалов
- 4.06. Система противовыбросного оборудования
- 4.07. Система гидропривода устройств буровой установки
- 4.08. Система закачки химреагентов
- 4.09. Система освоения скважин
- 4.10. Система аварийного сброса флюида
- 4.11. система геофизического оборудования.
- 7.01 Система контроля и управления буровым комплексом
- 7.08 Система телевизионного наблюдения за технологическим процессом

Решение комиссии

Качество строительства и комплексное испытание систем бурового комплекса соответствует проектным и технико-технологическим решениям ТЭО (проекта) обустройства месторождения им. Ю.Корчагина.

По техническим параметрам, конструктивному и материальному исполнению системы соответствуют требованиям нормативно-технической документации и Правилам промышленной безопасности, действующим в Российской Федерации, заложенных в ТЭО (проекта).

Исполнительная документация по строительству и комплексному испытанию систем является подтверждением того, что работы были освидетельствованы, рассмотрены и утверждены нижеподписавшимися в соответствии с их служебными полномочиями и обязанностями.

Председатель комиссии

Казаков А.А., первый заместитель генерального директора
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»- главный инженер

Заместитель председателя комиссии

Логачёв В.А., заместитель генерального директора
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» по капитальному строительству

Члены комиссии

Представители Заказчика

Шиц А.В., начальник УОММ

Кляйн В.Т., заместитель начальника ОТН

Сиврос В.М., главный механик-начальник ОГМ

Фотин И.В., главный метролог-начальник отдела автоматизации и метрологии

Бабий В.А., главный технолог-начальник отдела подготовки нефти и газа

Заричанский П.Н., начальник отдела технической эксплуатации флота

Магомедов Л.Ш., начальник цеха добычи нефти и газа

Хакимов В.Э., руководитель группы ОТН по корпусным работам
и общесудовым системам судового комплекса

Жидиляев С.И., начальник отдела морских инвестиционных проектов

Дьяченко Ю.П., заместитель начальника ОТН

Павленко В.М., и.о. начальник отдела главного энергетика

Представитель ООО НГБ «Энергодиагностика»

Иноземцев О.В.

Сертификационный агент

Иванов В.В., ведущий инженер ООО «ТЮФ Интернациональ РУС»

Представители Генерального подрядчика по пуско-наладочным работам и комплексным испытаниям систем под нагрузкой

ООО «Глобалнефтегазсервис»:

Серков Д.В., руководитель проекта ООО «ГНГС»

Муллин С.В., начальник отдела перспективного развития ООО «ГНГС»

[Handwritten signature]

Представитель ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»

Кулиева Р.А, главный инженер проекта ООО «ЛУКОЙЛ-ВНМН»

[Handwritten signature]

Представитель РМРС:

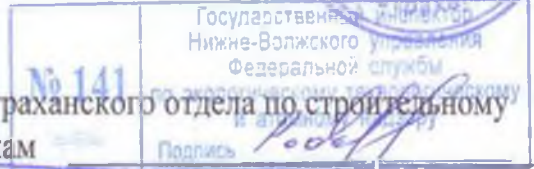
Басов Дмитрий Александрович – инженер – инспектор РМРС

Ильичев Сергей Александрович – старший инженер-инспектор РМРС

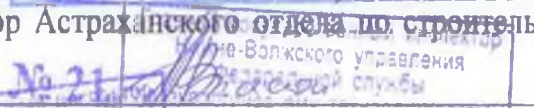


Представители Ростехнадзора:

Родионов Алексей Владимирович – гос.инспектор Астраханского отдела по строительному надзору, котлнадзору, ГТС и тепловым энергоустановкам



Власюк Андрей Владленович – главный гос.инспектор Астраханского отдела по строительному надзору, котлнадзору, ГТС и ТУ.



Долженко Иван Николаевич – главный гос.инспектор Астраханского отдела по надзору за электроустановками потребителей



Тризна Игорь Анатольевич – главный гос.инспектор межрегионального отдела по горному надзору и надзору за объектами металлургической промышленности.

[Handwritten signature]

Гурьянов Вадим Владимирович – государственный инспектор межрегионального отдела по горному надзору и надзору за объектами металлургической промышленности Нижнее-Волжского управления Ростехнадзора

[Handwritten signature]

Копылов Иван Федорович – главный государственный инспектор Астраханского отдела по строительному надзору, котлнадзору, ГТС и ТУ



37-4305 08.06.2011

Заместителю руководителя Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
Родионовой С.Г.

О направлении проектной документации

РОСТЕХНАДЗОР	
ЭКСПЕДИЦИЯ	
11:55	
№ 10	д.б. 2011 г.
Принял	Александрова

Уважаемая Светлана Геннадьевна,

Эксперт/ин/уз

ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" завершило разработку проекта технического перевооружения морской ледостойкой стационарной платформы (далее МЛСП) месторождения им. Ю.Корчагина (первая очередь).

МЛСП месторождения им. Ю.Корчагина является одним из действующих объектов обустройства нефтегазового месторождения, расположенного на северо-востоке лицензионного участка недр, в северной мелководной части Каспийского моря, в 170 км юго-восточнее г. Астрахань.

Буровой комплекс, размещенный на МЛСП, предназначен для бурения 33-х скважин.

Необходимость технического перевооружения МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина обусловлено двумя основными факторами, которые имели место при строительстве первых шести скважин на указанном месторождении.

Первый фактор – сложные горно-геологические условия (высокие температуры, неустойчивые породы) бурения скважин обусловили переход с водного бурового раствора на буровой раствор на основе инвертной эмульсии.

Для справки: Инвертная эмульсия - буровой раствор, в котором дисперсионной средой является нефть, дизельное топливо, мазут и др., дисперсной фазой - водные растворы солей (хлорида натрия, кальция или магния). Инвертную эмульсию применяют при бурении в сложных горно-геологических условиях (высокие температуры, неустойчивые породы), а также при первичном вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их естественной проницаемости и пористости. В зависимости от

температурных условий бурения различают: инвертный эмульсионный раствор термостойкий до 100° С и термостойкий до 180 °С.

В процессе бурения эксплуатационных скважин №№ 11, 14 и газонагнетательной G-1 на месторождении им. Ю. Корчагина в меловых отложениях (альбские и аптский ярусы) происходили интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Фактическое значение коэффициента кавернозности по данным геофизического исследования скважин составили 1,16-1,25. В отдельных интервалах диаметр ствола скважины составил до 500 мм при номинальном 311,2 мм. При бурении скважины №12, также отмечено кавернообразование в интервалах залегания майкопских, альбских и аптских отложений, что сопровождалось осложнениями, связанными с нестабильностью ствола скважины (посадки, затяжки, обвал стенок скважины). Бурение скважин осуществлялось с использованием бурового раствора на водной основе.

Учитывая, что при бурении новых эксплуатационных скважин неустойчивые породы будут вскрываться под большими зенитными углами и с большей протяженностью наклонного ствола, возрастает вероятность нестабильного состояния бурового раствора в условиях высокой температуры, вплоть до разрушения структуры раствора и невыполнениями своего назначения.

В создавшихся условиях, когда температура бурового раствора на выходе из скважины достигает до 90 °С, наиболее эффективным решением задачи является применение раствора термостойкого (до 180 °С) инвертного эмульсионного раствора.

Второй фактор – это высокая температура бурового раствора на выходе из скважин.

Станцией геолого-технического контроля процессов бурения скважин с платформы МЛСП зафиксированы в режиме реального времени температуры выходящего из скважин бурового раствора до 93,5 °С.

В связи с этим в качестве исходных данных при расчете систем вентиляции помещения цистерн бурового раствора и площадки блока очистки принята температура 95°С, с тем чтобы гарантированно обеспечить безопасные для персонала параметры температуры воздуха в помещениях на всех режимах бурения скважин в будущем при строительстве оставшихся 27-ми скважин, предусмотренных ТЭО (проектом) «Обустройство месторождения им. Ю. Корчагина (первая очередь)».

Просим Вас рассмотреть проектную документацию на техническое перевооружение МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина и заключение экспертизы промышленной

безопасности указанной проектной документации (№ 7/1432.2011), выполненное ООО «НГБ-Энергодиагностика», зарегистрировать и утвердить заключение экспертизы промышленной безопасности. Экспертиза промышленной безопасности на Декларацию промышленной безопасности не входит в объем работ ООО «НГБ-Энергодиагностика», так как проводилась другой экспертной организацией. Заключение ЭПБ на Декларацию ПБ будет представлено в Ростехнадзор отдельно.

Приложение:

1. Проектная документация:

4350-ТП.1-ПЗ – Пояснительная записка – 1 экз.

4350-ТП.1-ИОС – Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений – 1 экз.

2. Заключение экспертизы промышленной безопасности – 1 экз.

Генеральный директор



В.Н.Зузов

Жидиляев
+7 (8442) 96-29-26





ЛИЦЕНЗИЯ РОСТЕХНАДЗОРА
№ ДЭ-00-007675 (ДКПС)

ЛИЦЕНЗИИ РОССТРОЯ
№ ГС-1-99-02-27-0-7728245633-070368-1
№ ГС-1-99-02-26-0-7728245633-070369-1

СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ АККРЕДИТАЦИИ № ЭО-02347
В ЕДИНОЙ СИСТЕМЕ ОЦЕНКИ СООТВЕТСТВИЯ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШ-
ЛЕННОЙ, ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, БЕЗОПАСНОСТИ В ЭНЕРГЕ-
ТИКЕ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ В КАЧЕСТВЕ ЭКСПЕРТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ АККРЕДИТАЦИИ № ИО-00060
В ЕДИНОЙ СИСТЕМЕ ОЦЕНКИ СООТВЕТСТВИЯ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШ-
ЛЕННОЙ, ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, БЕЗОПАСНОСТИ В ЭНЕРГЕ-
ТИКЕ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ В КАЧЕСТВЕ ИНСПЕКЦИОННОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО
САМОРЕГУЛИРУЕМОЙ ОРГАНИЗАЦИИ В ОБЛАСТИ
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
РЕГ. № 7714032717

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**
проектной документации на техническое перевооружение
МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина
(первая очередь)
(№ 7/1432.2011)

Рег. № 14-ПД-(Д) 1459-2011

Генеральный директор
ООО «НГБ-Энергодиагностика»
В. А. Надсін
«7» июня 2011 г.

Москва, 2011 г.





**ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**
проектной документации на техническое перевооружение МЛСП
месторождения им. Ю. Корчагина
(первая очередь)
(№ 7/1432.2011)

13.7. Содержание разделов 1 «Пояснительная записка» (4350-ТП.1-ПЗ) и 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» (4350-ТП.1-ИОС), соответствует требованиям «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87.

14. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ЭКСПЕРТИЗЫ.

Результаты экспертизы подтверждают, что проектные и технико-технологические решения, предусмотренные в проектной документации на техническое перевооружение МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина:

14.1. Соответствуют требованиям нормативно-технической документации, действующей в Российской Федерации, в области промышленной и экологической безопасности.

14.2. Обеспечивают промышленную и экологическую безопасность при эксплуатации МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина после ее технического перевооружения

Руководитель службы экспертизы проектов
ООО «НГБ-Энергодиагностика».

Капитанов А.А.

Удостоверения эксперта высшей квалификации
№№ НОА-026-1906, НОА-026-1926, НОА-026-1923,
НОА-0071-0208-5, НОА-0071-0208-15.

Эксперт ООО «НГБ-Энергодиагностика»
Доктор технических наук. Профессор.

Иванцов О.М.

Удостоверение эксперта высшей квалификации
№ НОА-026-1905

Ведущий инженер службы экспертизы проектов
ООО «НГБ-Энергодиагностика».

Нешта Н.А.

Удостоверение эксперта высшей квалификации
№ НОА-026-1915.


Ведущий инженер службы экспертизы проектов
ООО «НГБ-Энергодиагностика».


Кузнецов Е.П.


Удостоверение эксперта высшей квалификации
№ НОА-026-1909.



**ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**
проектной документации на техническое перевооружение МЛСП
месторождения им. Ю. Корчагина
(первая очередь)
(№ 7/1432.2011)

Эксперт ООО «НГБ-Энергодиагностика»  Минаев Е.В.
Удостоверения эксперта высшей квалификации
№№ НОА-026-1911 и НОА-026-1927

Эксперт ООО «НГБ-Энергодиагностика»  Чегасов Г.С.
Удостоверение эксперта высшей квалификации
№№ НОА-026-1919

Эксперт ООО «НГБ-Энергодиагностика»  Авакян А.В.
Удостоверение эксперта высшей квалификации
№ НОА-026-1903

Приложение:

1. Перечень нормативной документации, использованной при экспертизе;
2. Копия паспорта безопасности реагента DF1;
3. Копия сертификата качества реагента DF1;
4. Копия протокола технического совещания от 28-31 июля 2010 года;
5. Копии лицензий Росстроя и Ростехнадзора;
6. Копия свидетельства саморегулируемой организации в области промышленной безопасности № 7714032717;
7. Копия свидетельства об аккредитации № ЭО-02347 в качестве экспертной организации;
8. Копия свидетельства об аккредитации № ИО-00060 в качестве инспекционной организации;
9. Копии квалификационных удостоверений экспертов.



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

ул. А. Лукьянова, д. 4, стр. 1, Москва, 105066
Телефон: (495) 411-60-45, Факс: (495) 411-60-52
E-mail: rostehnadzor@gosnadzor.ru
<http://www.gosnadzor.ru>
ОКПО 00083701, ОГРН 1047796607650
ИНН/КПП 7709561778/770901001

Генеральному директору
ООО «Лукойл-Нижеволжскнефть»

Н.В. Зюзлову

414000, Астрахань,
ул. Адмиралтейская, д. 1, корп. 2

05.07.2011 № 14-01-01/4197

На № 37-4305 от 08.06.2011

Заключение экспертизы

Управление по надзору за объектами нефтегазового комплекса рассмотрело:

-заключение экспертизы промышленной безопасности проектной документации на техническое перевооружение МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина (первая очередь) № 7/1432.2011, выполненное ООО «НГБ-Энергодиагностика», г. Москва, и зарегистрировало его за № 14-ПД - (Д) 1459-2011.

По результатам рассмотрения принято решение о соответствии заключения экспертизы промышленной безопасности предъявляемым требованиям и его утверждению.

Заместитель начальника Управления
по надзору за объектами
нефтегазового комплекса –
начальник отдела

В.А Саркисов



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

РАЗРЕШЕНИЕ

№ РСР 00-35514

На применение

Оборудование (техническое устройство, материал):
Морская нефтегазодобывающая ледостойкая платформа № 1 (ЛСП-1)
для разработки месторождения им. Ю. Корчагина (Каспийское море).

Код ОКП (ТН ВЭД): 36 6710 (8905 20 200 0)

Изготовитель (поставщик): ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть"
(400066, г. Волгоград, ул. Комсомольская, 16).

Основание выдачи разрешения: Техническая документация, заключение
экспертизы промышленной безопасности ООО "НГБ-Энергодиагностика"
№ 7/1347.2009 от 09.06.2009 г., сертификаты соответствия
ОС ЗАО "СЖС Восток Лимитед" № РОСС КВ.АИ01.А02116 от 11.08.2008 г.,
ОС "РОСТЕСТ-Москва" № РОСС ИТ.АЯ46.А05953 от 03.06.2009 г.

Условия применения:

1. Соблюдение требований законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности.
2. Предоставление заказчикам технических паспортов, сертификатов, руководств по эксплуатации, монтажу и техническому обслуживанию оборудования.

Срок действия разрешения Разрешено на весь срок эксплуатации

Дата выдачи 13.08.2009



Заместитель руководителя
Б.А. Красных

А В 027947



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

РАЗРЕШЕНИЕ

№ РСР 00-33589

На применение

Оборудование (техническое устройство, материал):
Буровой комплекс на платформе ЛСП-1 месторождения
им. Ю. Корчагина (Каспийское море).

Код ОКП (ТН ВЭД): 36 6100 (8431 43 000 0)

Изготовитель (поставщик): Изготовитель: ООО "Группа Каспийская
Энергия" (г. Астрахань); поставщик: ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть"
(400066, г. Волгоград, ул. Комсомольская, 16).

Основание выдачи разрешения: Техническая документация, заключение
экспертизы промышленной безопасности ООО "НГБ-Энергодиагностика"
№ 7/1319.2008 от 21.12.2008 г., сертификаты соответствия ОС "МАДИ-СЕРТ"
№ РОСС US.MP04.B08311 от 26.04.2007 г. и ЗАО "СЖС ВОСТОК
ЛИМИТЕД" № РОСС LU.AI01.A01583 от 28.11.2007 г.

Условия применения:

1. Соблюдение требований законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности.
2. Предоставление заказчикам технических паспортов, сертификатов и руководств по эксплуатации, монтажу и техническому обслуживанию оборудования.

Срок действия разрешения Разрешено на весь срок эксплуатации

Дата выдачи 01.04.2009

Заместитель руководителя
А.В. Ферапонтов



AB 010451



РОСКОМНАДЗОР

УПРАВЛЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ СВЯЗИ,
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАССОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ
ПО АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ
РАЗРЕШЕНИЕ НА СУДОВУЮ РАДИОСТАНЦИЮ,
ИСПОЛЬЗУЕМУЮ НА МОРСКОМ СУДНЕ
SHIP STATION LICENCE
LICENCE DE STATION DE NAVIRE
LICENCIA DE LA ESTACION DE BARCO

№ (No) AX-12026От (From) 30.01.2013Срок действия до (Period of validity) 29.01.2023

В соответствии с Правилами радиосвязи морской подвижной службы и морской подвижной спутниковой службы Российской Федерации и с Регламентом радиосвязи, дополняющим действующие в настоящее время Устав и Конвенцию Международного союза электросвязи, настоящее разрешение на судовую радиостанцию выдано на установку и использование радиооборудования¹, описанного ниже:

In accordance with Radio Communication Regulations for Maritime Mobile Service and Maritime Mobile-Satellite Service of the Russian Federation and with the Radio Regulations which complement the Constitution and the Convention of the International Telecommunication Union now in force, this authorization is herewith issued for the installation and for the use of the radio equipment¹ described below:

a		b			c
Идентификационный номер ИМО ² IMO number ²	Сигналы опознавания (Identification of the ship station)				Идентификационный код организации, занимающейся расчетами, международная регистрация Accounting authority identification code, international registration
	Позывной сигнал Call sign	MMSI	Другой вид опознавания Other identification		
	УВЩФ7 UBQF7	273334620	«МЛСП ИМ. Ю. КОРЧАГИНА» 67367		SU04 01.2013
I. Название судна Name of ship		"МЛСП ИМ. Ю. КОРЧАГИНА" "FOR PILELCE-RESISTANT NAMED AFTER YU.KORCHAGIN"			
II. Судовладелец Owner of ship		ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ"			
III. Порт регистрации Port of registry		АСТРАХАНЬ ASTRAKHAN			
IV. Категория корреспонденции ³ The category of dispatch ³		CP, CO			
d	e	i	k	l	
Оборудование Equipment	Тип Type	Мощность, кВт Power, kW	Класс излучения Class of emission	Частоты ⁴ Frequencies ⁴	
1. Передатчики Transmitters	RT-5022 /3к./ SAILOR PROGRAMME-4000 /3к./	0,025 0,25	G3E,G2B J3E,H3E,J2B	V Z U T Y	
2. Передатчики аварийных и спасательных средств Emergency and Rescue Facilities transmitters	IC-GM1600R /3к./ IC-GM1500R /6к./ TRON-40S /4к./ TRON SART /4к./	0,002 0,002 0,005 0,0004	G3E G3E G1B,A3X P0	V V B E G	
3. Другое оборудование Different equipment	FAR-2137S FAR-2127	30,0 в вмп. 25,0 в вмп.	P0 P0	G1 G	
4. Средства спутниковой подвижной связи Satellite mobile Telecommunication facilities	TT-3000E MINI-C FLEET F77	0,025 0,02	G1D,G1E G1D,G1E	S S	

000824

инженер ТО *[подпись]* *[подпись]* В. С.

1. Использование радиооборудования разрешается только в открытом море и территориальных водах Российской Федерации.

Использование радиооборудования и частот в территориальных водах иностранных государств должно осуществляться в соответствии с законодательством этих государств.

The utilization of radio equipment is allowed only in the open sea and territorial waters of the Russian Federation.

The utilization of radio equipment and frequencies in the territorial waters of foreign states must be carried out in accordance with the national law of those states.

2. Идентификационный номер судна, присвоенный Международной морской организацией.

Ship identification number, assigned by International Maritime Organization

3. Категория корреспонденции обозначается при помощи следующих символов:

The correspondence category is identified with the use of the following symbols:

CO – станция, открытая исключительно для официальной корреспонденции

(a station open to official correspondence exclusively);

CP – станция, открытая для общественной корреспонденции

(a station open to public correspondence);

CR – станция, открытая для ограниченной общественной корреспонденции

(a station open to limited public correspondence);

CV – станция, открытая исключительно для корреспонденции частного предприятия

(a station open exclusively to correspondence of private agency);

OT – станция, открытая исключительно для служебного обмена той службы, к которой она относится

(a station open exclusively to operational traffic of the service concerned).

4. Условные обозначения полос частот судового радиооборудования для:

The code designations of the ship radio equipment frequency bands for:

Радиотелеграфии Telegraph transmissions	Радиотелефонии Telephone transmissions	Радиомаяков Radiobeacons	Радиолокационных станций Radiolocation stations
S = полосы частот морской подвижной спутниковой службы S = frequency bands used in the maritime mobile-satellite service	S = полосы частот морской подвижной спутниковой службы S = frequency bands used in the maritime mobile-satellite service	A = 2182 кГц	G=9200-9500 МГц
W = 110-150 кГц	T = 1605-4000 кГц	B = 121,5 МГц	G1=2900-3100 МГц
X = 415-535 кГц	U = 4000-27500 кГц	C = 243 МГц	
Y = 1605-3800 кГц	V = 156-174 МГц	D = 156,525 МГц	
Z = 4000-27500 кГц		E = 406-406,1 МГц	
		F = 1645,5-1646,5 МГц	

Судовая радиостанция, применяющая радиотелефонию, опознается по официальному названию судна и/или позывным сигналом (пункт 19.74 статьи 19 «Опознавание станций» Регламента радиосвязи).

Ship stations using radiotelephony shall be identified as the official name of the ship and/or a call sign (Item 19.74 Article 19 «Identification of station» Radio Regulations).

Основание (Grounds):

заключение радиочастотной службы АХ-12026 от 15.01.2013.

(дата и номер заключения радиочастотной службы, лицензии судовой радиостанции/разрешения на судовую радиостанцию)
(date and number of expert finding of radiofrequency service, ship station license)

Условия (Conditions):

Руководитель
должность (position)



[Handwritten Signature]
подпись (signature)

Д. Ю. Логинов
Ф.И.О. (Full Name)



КОПИЯ ВЕРНА (1)

Итого 70 [Handwritten Signature] В. С.