

ПАО «ЛУКОЙЛ»

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс» (СРО-П-113-12012010)
основной государственный регистрационный номер 1097746859561
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми

Организация-заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

ДОКУМЕНТАЦИЯ

**на капитальный ремонт эксплуатационной
скважины № 12 (БС) на месторождении
им. Ю. Корчагина (ЛСП-1)**

Договор 21V0778/21M0200

Раздел 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ТОМ 1

Волгоград 2024

ПАО «ЛУКОЙЛ»
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс» (СРО-П-113-12012010)
основной государственный регистрационный номер 1097746859561
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми
Организация-заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

ДОКУМЕНТАЦИЯ

на капитальный ремонт эксплуатационной
скважины № 12 (БС) на месторождения им. Ю. Корчагина (ЛСП-1)

Договор № 21V0778/21M0200

Раздел 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1

Начальник отдела проектирования
строительства скважин на море и на суше

«_____» _____ 2024 г.



Д. А. Овчинников

Волгоград 2024

СОСТАВ ДОКУМЕНТАЦИИ

№№ тома	Шифр	Описание	Разработчик
1	21V0778/21M0200	Раздел 1. Пояснительная записка	<p style="text-align: center;">Филиал ООО «ЛУКОЙЛ- Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»</p>
2		Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
3		Раздел 3. Объемно-планировочные решения	
		Раздел 4. Конструктивные решения	
4		Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения	
		Подраздел 5.1 Система электроснабжения.	
		Подраздел 5.2 Система водоснабжения	
	Подраздел 5.3 Система водоотведения		
		Подраздел 5.4 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	
		Подраздел 5.5 Сети связи	
5		Раздел 6 Технологические решения. Документация на капитальный ремонт эксплуатационной скважины № 12(БС) на месторождения им. Ю. Корчагина (ЛСП-1)	
6		Раздел 7. Проект организации строительства	
	21V0998/64B21	Раздел 8. Мероприятия по охране окружающей среды	АО «ВолгоградНИПИнефть»
7		Часть 1. Пояснительная записка	
8		Часть 2. Приложения	
9	21V0778/21M0200	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	<p style="text-align: center;">Филиал ООО «ЛУКОЙЛ- Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»</p>
10		Раздел 10. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	
		Раздел 11. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов к объекту капитального строительства.	Не разрабатывается
		Раздел 12. Смета на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объекта капитального строительства	Согласно Заявлению о проведении госэкспертизы, на рассмотрение не представлена
Иная документация, предусмотренная Федеральными законами			
11	21V0998/64B21	Раздел 13б.1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	АО «ВолгоградНИПИнефть»

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

Главный инженер проекта

А.И. Сухарьков

«___» _____ 2024 г.

Нормоконтроль, СНС

Т.В. Мельникова

«___» _____ 2024 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» - член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс», регистрационный номер СРО-П-113-12012010

основной государственный регистрационный номер 1097746859561

Решение о приёме в члены СРО (дата, номер) 21.02.2011, №18

Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации: отсутствуют

СОДЕРЖАНИЕ

Пояснительная записка.....	5
1.1. Основание для проектирования.....	5
1.2 Исходные данные для проектирования.....	6
1.3. Сводные технико-экономические данные.....	7
1.4 Общие сведения о конструкции скважин.....	8
1.5 Сведения об отводимом участке акватории.....	8
1.6 Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.	9
1.7 Сведения о магистральных дорогах и водных путях.....	9
1.8 Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин.....	11
1.9. Потребность в транспортных средствах, плавсредствах и крановом оборудовании для производства работ по капитальному ремонту фонда скважин (ЛСП-1).....	11
1.10 Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважин.....	13
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	20
Приложение 1. Техническое задание на разработку документации.....	21
Приложение 2. Ситуационный план.....	54
Приложение 3. Лицензия МПР России ШКС № 11386 НР от 22 января 2003г.....	55
Приложение 4. Акт готовности бурового комплекса.....	79
Приложение 5. Письмо о направлении проектной документации в РТН.....	83
Приложение 6. Заключение экспертизы промбезопасности.....	86
Приложение 7. Письмо о соответствии заключения экспертизы промбезопасности и его утверждении.....	89
Приложение 8. Разрешение на применение ЛСП-1.....	90
Приложение 9. Разрешение на применение на буровой комплекс.....	91
Приложение 10. Разрешение на использование радиочастот.....	92

Пояснительная записка.

Документация на капитальный ремонт эксплуатационной скважины № 12 (БС) на месторождения им. Ю. Корчагина (ЛСП-1) (далее «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 13 согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 и Федеральному закону от 28.11.2011г. №337-ФЗ. Сведения и решения по капитальному ремонту скважины, применяемом оборудовании, используемых материалах и их количестве изложены в Томе 5 «Раздел 6. Технологические решения Документация на капитальный ремонт эксплуатационной скважины № 12 (БС) на месторождения им. Ю. Корчагина (ЛСП-1) (далее, Том 5 Раздел 6 «Документация»). Геолого-технический наряд (ГТН), Наряд на производство буровых работ, Расчет времени на крепление скважин и Инженерные расчеты изложены в Приложениях к тому 5 Раздел 6 «Документация»

Месторождение имени Ю. Корчагина расположено на площади Широкая в акватории Каспийского моря на территории Северного участка недр (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.) (Приложение 3).

Работы по капитальному ремонту скважины №12 (БС) будут проводиться на морской ледостойкой стационарной платформе ЛСП-1. Конструкция платформы выполнена с учетом требований обеспечения «нулевого сброса».

1.1. Основание для проектирования.

Основанием для разработки документации на капитальный ремонт скважины являются следующие документы:

1. Утвержденная ОАО «ЛУКОЙЛ» «Концепция обустройства месторождений и структур Северного Каспия», Волгоград 2007 г.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Протокол № АШ-19П совещания у Первого вице-президента Шамсуарова А.А. от 19.05.2021.
6. Техническое задание на разработку документации на капитальный ремонт эксплуатационной скважины №12 (БС) на месторождения им. Ю.Корчагина (ЛСП-1), утв. Первый заместитель генерального директора - главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» А.В. Усенков 22.09.2023, г. Астрахань.

7. Договор № 21V0778/21M0200.

1.2 Исходные данные для проектирования.

Исходные данные для проектирования бурения скважин изложены в Техническом задании на разработку проектной «Документации», утв. Первый заместитель генерального директора - Главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» А.В. Усенков 22.09.2023г., г. Астрахань.

Решения, принятые при разработке Документации на капитальный ремонт эксплуатационной скважины № 12 (БС) на месторождения им. Ю. Корчагина (ЛСП-1) в части 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 основаны на материалах проектной документации ТЭО (проект) «Обустройство месторождения им. Ю. Корчагина» (первая очередь) и проектной документации «Техническое перевооружение МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина (первая очередь)».

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-ВолгоградНИПИморнефть» (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 «Эскорт-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.).

В 2009г. на месторождении была построена ледостойкая стационарная платформа (МЛСП), состоящая из двух модулей ЛСП-1 и ЛСП-2 (жилой модуль) и пущена в эксплуатацию, что подтверждено актом от 18.12.2009г. (Приложение 4). Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору выданы на весь период эксплуатации разрешения на применение морской нефтегазодобывающей ледостойкой платформы (ЛСП-1) и бурового комплекса на платформе ЛСП-1 (Приложения 8, 9).

В 2010г. месторождение введено в разработку.

Однако, в процессе бурения эксплуатационных скважин на месторождении им. Ю. Корчагина были выявлены интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Учитывая, что при бурении последующих эксплуатационных скважин неустойчивые породы будут вскрываться под большими зенитными углами и с большей протяженностью наклонного ствола, возросла вероятность нестабильного поведения во времени вскрытого разреза в процессе бурения. В связи с этим, для успешного решения задачи по обеспечению стабильности стенок скважины, а также для повышения качества первичного вскрытия продуктивных отложений, Заказчиком 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 связи с сохранением основных проектных решений действующего объекта МЛСП им. Ю. Корчагина, в составе проекта «Техническое перевооружение МЛСП месторождения им. Ю. Корчагина (первая очередь)» были разработаны разделы по инженерному оборудованию, мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, Декларация промышленной безопасности ОПО. Технологические решения по техническому перевооружению систем бурового комплекса МЛСП для обеспечения бурения на инвертной эмульсии включили в себя - создание новой системы базовой жидкости (БЖ) для приготовления бурового раствора; доработку имеемых систем бурового комплекса (циркуляционной системы бурового раствора (ЦС); системы сбора буровых сточных вод (БСВ); системы сжатого воздуха низкого давления)

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

Уровень ответственности объекта определен как повышенный в соответствии со ст. 4 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ.

В соответствии с Приложением 1 к Федеральному закону №116-ФЗ от 21.07.97 (с изменениями и дополнениями) объекты месторождения им. Ю. Корчагина (в т.ч. ЛСП-1 и ЛСП-2) относятся к категории опасных производственных объектов (ОПО).

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 построена ледостойкая стационарная платформа (МЛСП), состоящая из двух модулей ЛСП-1 и ЛСП-2 (жилой модуль). В 2010г. месторождение введено в разработку. Ситуационный план расположения объектов на месторождении им. Ю. Корчагина приведен в Приложении 2.

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

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

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, что явилось причиной значительного отличия между проектом и фактом. 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 28.03.2013г. № 5609).

Согласно «Дополнению 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 зарезкой боковых стволов.

В Документации на капитальный ремонт эксплуатационной скважины №12 (БС) (Том 5) приводятся решения по зарезке и бурению бокового ствола с предварительной ликвидацией нижней части ствола существующей эксплуатационной скважины после зарезки бокового ствола.

Документацией предусматривается зарезка из эксплуатационной колонны 244,5 мм и бурение бокового ствола с последующим спуском хвостовика 139,7мм. Азимут бурения (истинный) составляет 79,3 град., длина горизонтального участка – 1424м.

Согласно горно-геологическим условиям проектного разреза и графика совмещенных давлений разработана конструкция скважины, позволяющая безопасное бурение вскрываемых стратиграфических комплексов с выполнением поставленных геологических задач. Конструкция скважины приведена в таблице 1.

Основные данные по капитальному ремонту скважины № 12 (БС) приведены в таблице 3.

Проектная продолжительность цикла строительства скважины - 35,7 сут.

Ориентировочная дата начала работ по проведению капитального ремонта скважины - октябрь-ноябрь 2024г.

1.4 Общие сведения о конструкции скважин.

В таблице 1 приведена конструкция скважин № 12 (БС), глубина спуска обсадных колонн, плотность бурового раствора при бурении скважин.

1.5 Сведения об отводимом участке акватории.

Рельеф местности (дна) на отводимом участке акватории Северного Каспия пологий, глубина моря 11,2м. Верхняя часть разреза (1м) сложена переслаиванием песка с ракушкой. Пески разномерные. 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.

Таблица 1 - Конструкция скважин № 12(БС), глубина спуска обсадных колонн, плотность бурового раствора при бурении скважины.

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				
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			
фактическая конструкция скважины:								
Водоотделяющая	762	0	120	0	120	Колонны спущены и цементированы		
Кондуктор	508	0	694	0	694			
Промежуточная колонна	339,7	0	1230	0	1299			
Эксплуатационная колонна	244,5	0	1555	0	2101			
Потайная колонна – «хвостовик»	177,8	1544	1560	2001	2555	Колонна спущена, не цементируется		
Дублирующий хвостовик	88,9	1541	1557	1979	2343			
Проектный боковой ствол								
Окно в эксплуатационной колонне	-	1512	1866	1514	1871	не цементируется	РУО	1280-1350
Потайная колонна – «хвостовик»	139,7	1496	1553	1816	2883			

Примечание:

- 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, при этом проектный горизонт остается неизменным.
- 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 500м (бурение до 3383 м) или уменьшена на 500м (бурение до 2383 м), при этом проектный горизонт остается неизменным. Потребность компонентов бурового раствора при бурении до глубины 2883 и (2886+500)м

1.6 Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.

Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов представлены в таблице 2.

1.7 Сведения о магистральных дорогах и водных путях.

Доставка транспортируемых грузов, специальных машин и агрегатов осуществляется речным путем с базы КТПБ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжск» (п. Ильинка) до с. Оля, на расстояние 63 км (34 мили), далее морским путем (включая путь по Волго-Каспийскому каналу 115км / 62 мили) до ЛСП-1 на расстояние 330км (178мили). Для доставки обслуживающего персонала на буровую (вертолетом) используются воздушные пути (расстояние Астрахань-буровая - 180км). Миля морская = 1,85325км.

Таблица 2 - Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.

Название вида снабжения:	Источник заданного вида снабжения	Расстояние до буровой, км/миль	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
<p>Водоснабжение:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ для бурения ○ питьевая ○ для бытовых нужд 	<p>заборная вода п. Ильинка</p> <p>заборная вода через опреснительную установку</p>	<p>-</p> <p>330 / 178</p> <p>-</p> <p>-</p>	<p>погружные насосы суда обеспечения</p> <p>погружные насосы</p> <p>«SOLAR TURBINES» мощность турбин 4x6750* кВт мощность генераторов 4x4700* кВт</p> <p>INMARSAT, ГЛОНАСС и GPS SH-3110</p>
<p>Энергоснабжение:</p>	<p>Энергетический комплекс на базе 4-х ГТУ (газотурбинная установка). В режиме бурения</p>	-	
<p>Связь:</p>	<p>Система спутниковой связи, предусматривающая удаленный мониторинг процесса бурения и экологии</p>		

Примечание:

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.

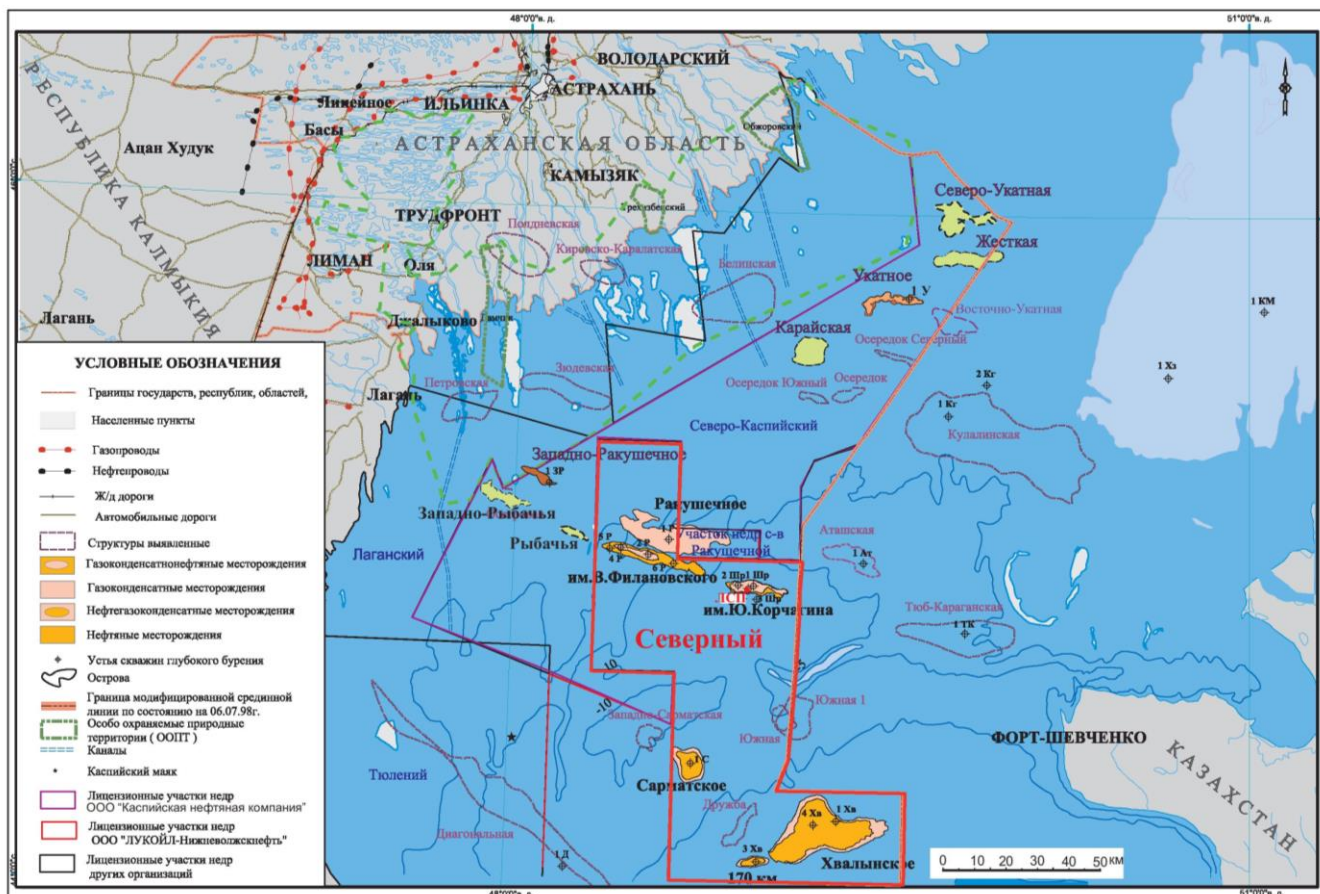


Рис. 1 Обзорная схема района работ

1.8 Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин.

Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Потребность в основных видах ресурсов скважины 12 (БС)

Наименование	Ед.изм.	Расход на скважину	Примечание
Техническая вода	м ³	106,6/128,1	Приготовление технологических жидкостей при бурении Бурение в интервале 1866 -2883 м / Бурение в интервале 1866 -3383 м (2883+500м)
		195/199	при испытании скважины 1866 -2883 м / 1866 -3383 м (2883+500м)
		4	при ликвидации скважины
Газообразное топливо	м ³	933636	режим лето / режим зима
Дизельное топливо	т	13248	режим лето / режим зима
масло	кг	188	режим лето / режим зима
Материалы и химреагенты	т	819/969,3	Приготовление технологических жидкостей при бурении Бурение в интервале 1866 -2883 м / Бурение в интервале 1866 -3383 м (2883+500м)
		87,6/89,3	при испытании скважины 1866 -2883 м / 1866 -3383 м (2883+500м)
		18,3	при ликвидации скважины
Трубы бурильные	т	130,6	ТБИ, ТБТ, УБТ, НКТ
Обсадные трубы	т	37,3	

Примечание:

- газообразное топливо по спецификации Solar turbines ES 9-98;
- дизельное топливо по ГОСТ 305-2013 или в соответствии с требованиями спецификации Solar turbines ES 9-98; масло по спецификации Solar Turbines ES 9-224 или в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя; потребность в дизельном топливе и масле обеспечивает непрерывную работу аварийного дизель-генератора в течение 3 сут.

1.9. Потребность в транспортных средствах, плавсредствах и крановом оборудовании для производства работ по капитальному ремонту фонда скважин (ЛСП-1).

Потребность в транспортных средствах, плавсредствах и крановом оборудовании для производства работ по капитальному ремонту представлено в таблице 5.

Таблица 5 - Потребность в транспортных средствах, плавсредствах и крановом оборудовании для производства работ по капитальному ремонту скважины 12 (БС).

Средство транспортное / плавсредствах / крановое оборудование	Кол-во	Выполняемые работы	Продолжительность, сут.
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	35,7
Выполнение погрузочно-разгрузочных работ при бурении скважин			
Кран мостовой электрический подвесной г/п 2т	1	Склад №1 сыпучих материалов	35,7
Кран ручной однобалочный подвесной г/п 1	2	Склад №2 сыпучих материалов	

Средство транспортное / плавсредствах / крановое оборудование	Кол-во	Выполняемые работы	Продолжительность, сут.
Кран ручной однобалочный подвесной г/п 2	1	Помещение мастерской	
Кран ручной однобалочный подвесной г/п 3,2	4	Обслуживание устьев скважин	
Кран ручной однобалочный подвесной г/п 5	1	Помещение фильтров пластовой воды	
Плавсредства:			
судно обеспечения «Урай»	1	Подвоз материалов, оборудования, вывоз шлама, бурового раствора, и т.д.	По мере необходимости в материалах и накопления отходов бурения на ЛСП
судно обеспечения «Полюс»	1		
Аварийно спасательное средство «Поляр»	1	Аварийно-спасательное дежурство	35,7
Воздушный транспорт			
МИ-8 МТВ1	2	Доставка персонала на ЛСП рейс – Астрахань-ЛСП-Астрахань (смена вахт через 15 дней)	3 рейса*

1.10 Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважин.

1. Закон РФ от 21.02.1992г. №2395-1 «О недрах» (с изм. от 29.12.2022г.).
2. Федеральный закон от 30.11.1995 № 187 «О континентальном шельфе Российской Федерации» (с изм. от 28.06.2022 N229-ФЗ).
3. Федеральный закон от 21.07.1997г. №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изм. от 29.12.2022 N 628-ФЗ).
4. Федеральный закон от 24.07.1998г. №125 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изм. от 21.11.2022 N 443-ФЗ).
5. Федеральный закон от 20.12.2001 №7 «Об охране окружающей среды» (с изм. от 14.07.2022 N 268-ФЗ, №343-ФЗ).
6. Федеральный закон от 29.12.2004г. №190 «Градостроительный кодекс Российской Федерации» (с изм. от 19.12.2022 N 612-ФЗ).
7. Федеральный закон от 03.06.2006 N 74 «Водный кодекс Российской Федерации» (с изм. 01.05.2022 № 122-ФЗ).
8. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изм. от 14.07.2022 N 276-ФЗ).
9. Федеральный закон от 27.12.2002г. №184 «О техническом регулировании» (с изм. от 02.07.2022г. №351-ФЗ).
10. Федеральный закон от 30.12.2009 N 384, «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (с изм. от 06.07.2022 №1653).
11. Приказ от 24.12.2019 N 3277 «О внесении изменений в Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17.04.2019 г. N 831 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30.12.2009 г. N 384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
12. Федеральный закон от 28.12.2013 N426 «О специальной оценке условий труда» (с изм. от 28.12.2022г. №569-ФЗ).
13. Федеральный закон от 28.12.2013 N 421 О внесении изменений в отдельные законодательные акты российской федерации в связи с принятием Федерального закона «О специальной оценке условий труда» (с изм. от 28.06.2021 N 220-ФЗ).
14. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» (с изм. от 06.05.2023 №717).
15. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020г. N 1479, с изм. 24.10.2022 №1885 «Об утверждении Правил противопожарного режима в РФ».
16. Постановление Правительства РФ от 30.11.2021 г. N 2127 «О порядке подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с пользованием недрами. по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».
17. О подготовке и об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики, утв. Постановлением Правительства РФ от 25.10.2019 N 1365, с изм. от 28.04.2022 №768-ФЗ.
18. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом РТН от 15.12.2020 №534, с изм. от 19.01.2022 №10.
19. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ, утв. Приказом РТН от 15.12.2020 №528.
20. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением утв. Приказом Ростехнадзора 15.12.2020 N 536.
21. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 22.05.2009г. №357н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви

и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (в ред. Приказа Минтруда России от 20.02.2014).

22. 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» (в ред. Приказа Минтруда России от 20.02.2014 N 103н).

23. Приказ Ростехнадзора от 30.11.2020г. № 471 «Об утверждении требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, формы свидетельства о регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов».

24. Приказ Министерства здравоохранения РФ от 28.01.2021г. №29н «Об утверждении порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров работников», предусмотренных частью четвертой статьи 213 Трудового кодекса РФ, перечня медицинских противопоказаний к осуществлению работ с вредными и (или) опасными производственными факторами, а также работам, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (в ред. Приказа Минздрава РФ от 01.02.2022 N 44н).

25. РД 10-40-93: Типовая инструкция для ИТР по надзору за безопасной эксплуатацией грузоподъемных машин, утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 26.11.1993, с изм. №1 РДИ 10-388(40)-00 утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 06.10.2000г. N59.

26. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений, Приказам Министерства топлива и энергетики РФ и Госгортехнадзором России от 12.07.1996. №178.

27. Перечень профессий рабочих, должностей служащих, по которым осуществляется профессиональное обучение, утв. Приказом Министерства образования и науки от 02.07.2013 N 513, с изм. от 01.06.2021 Приказ Минпросвещения России №290.

28. Временное Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, утв. Приказом МПР РФ от 07.02.2001 N 126.

29. СП 2.5.3650-20. Санитарно-эпидемиологические правила «Санитарно-эпидемиологические требования к отдельным видам транспорта и объектам транспортной инфраструктуры», Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 16.10.2020 N 30.

30. СП 14.13330.2018. Свод правил. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* (утв. и введен в действие Приказом Минстроя России от 24.05.2018 N 309/пр) (ред. от 31.05.2022).

31. 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).

32. 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 28.01.21г. №3), с изм. от 14.02.2022г.

33. ОСТ 51.01-02-84 Система стандартов безопасности труда. Средства безопасности для обустройства морских стационарных платформ. Средства связи. Общие требования.

34. ISO 9000-2011. Межгосударственный стандарт. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь.

35. ISO 9001-2015. Международный стандарт. Системы менеджмента качества - Требования.

36. ISO 45001:2018 Международный стандарт. Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности - Требования и руководство к применению.

37. ISO 10426-1:2009 Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 1. Технические условия.

38. ГОСТ 1581 - 2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 28.06.2019 г. N 55).
39. ГОСТ 20692-2003 Долота шарошечные. Технические условия, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 22.05.2003 N 23).
40. ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008) Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 25.06.2014 N 45).
41. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 05.12.2014 N 46).
42. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации по переписке (Протокол от 04.12.2004 N 15).
43. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
44. ГОСТ 12.4.103-2020 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 31.08.2020 N 132-П).
45. ГОСТ 12.4.034-2017 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 12.12.2017 N 104-П).
46. ГОСТ 12.4.299-2015 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Рекомендации по выбору, применению и техническому обслуживанию, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 18.06.2015 N 47).
47. ГОСТ 17410-2022 Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные. Методы ультразвуковой дефектоскопии, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 31.03.2022 N 149-П).
48. ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000) Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 31.03.2022 N 149-П).
49. ГОСТ Р 50278-92 Трубы бурильные с приваренными замками. Технические условия, утв. Постановлением Госстандарта России от 16.09.1992 N 1189 (с Изменением N 2 утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24.09.2019 N 754-ст).
50. ГОСТ Р 53240-2008 Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний, утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25.12.2008 N 777-ст.
51. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования, утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18.07.2016 N 849-ст.
52. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования, утв. и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15.12.2009 г. N 1151-ст.
53. ГОСТ Р 54918-2012 (ISO/TR 10400:2007) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчет свойств, утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 июня 2012 г. N 123-ст. (с Изменением №1 утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.09.2020 N 691-ст.).
54. ГОСТ Р 58772-2019 (ИСО 19901-6:2009) Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Морские операции, утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18.12.2019 N 1410-ст.
55. ВСН 39 - 86 Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ - М:ВНИИОЭНГ, 1987.

56. 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 №136.
57. Стандарт 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.
58. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 №149.
59. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.5-2022 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к подрядным организациям», утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 28.02.2023 № 45.
60. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2022 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 28.02.2023 № 45.
61. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2–2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.06.2019 №149.
62. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11.1-2022 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Оборудование и исполнители работ для систем пожарной сигнализации, систем оповещения и управления эвакуацией и установок пожаротушения. Специальные требования, методы испытаний и отбора, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.05.2022 №84.
63. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 11.02.2019 №26.
64. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.15-2016 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Средства индивидуальной защиты. Общие требования, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 09.06.2016 №106.
65. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.15.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Средства индивидуальной защиты. Специальная одежда, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.03.2020 №63.
66. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.20.2-2022. Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к несению аварийно-спасательного дежурства аварийно-спасательными судами в районе морских нефтегазовых объектов организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 14.07.2022 №123.
67. СТО ЛУКОЙЛ 1.18.1-2022 Система корпоративного обучения в Группе «ЛУКОЙЛ». Корпоративное обучение в Группе «ЛУКОЙЛ» действиям в аварийных и чрезвычайных ситуациях, спасению и выживанию в море, утв. приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 29.04.2022 №71.
68. Регламент по применению единых типоразмеров обсадных колонн и породоразрушающего инструмента, и их соотношений при разработке проектной документации на строительство скважин на месторождениях Российских организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. Вице-президентом по производственному сервису ПАО «ЛУКОЙЛ», 2019г.
69. Регламент планирования и исследования керна из поисково-оценочных и эксплуатационных скважин на месторождениях российских организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. Указанием от 10.01.2023 №АШ-1У.
70. Р-05-01-38-01-18 Регламент по разработке и контролю согласования проектной документации на строительство и реконструкцию морских скважин на месторождениях, площадях и лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», утв. Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» от 24.12.2018 №42 (с изм. от 09.09.2021 №327).
71. И-05-01-08-01-22 Инструкция ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при бурении, освоении, геофизических исследованиях, реконструкции, ремонте, техническом перевооружении, консервации, испытании и ликвидации нефтяных и газовых скважин, утв. Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» 06.05.2022.

72. Методика пересчёта показателя Проходка в эксплуатационном бурении (по российским организациям бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча»), утв. Указание ПАО «ЛУКОЙЛ» от 15.09.2015 № РМ-2У.
73. Минимальные требования по буровым растворам организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. Указание ПАО «ЛУКОЙЛ» от 16.03.2018 № РМ-4У.
74. Минимальные требования к оказанию услуг по проведению геолого-технологических исследований при строительстве и реконструкции скважин на месторождениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. Указание ПАО «ЛУКОЙЛ» от 16.11.2018 № РМ-15У.
75. Минимальные требования к оказанию услуг по технологическому сопровождению обработки долот на месторождениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. Указание ПАО «ЛУКОЙЛ» от 25.12.2018 № РМ-19У.
76. Минимальные требования к предоставлению услуг по отбору кернa на месторождениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. Указание ПАО «ЛУКОЙЛ» от 09.01.2019 № РМ-1У.
77. Регламент по геолого-геофизическому сопровождению бурения горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием в Группе «ЛУКОЙЛ», утв. Указание ПАО «ЛУКОЙЛ» от 16.08.2016 № РМ-9У.
78. СП 1.1.1058-00 Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий, утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 13.07.2001 №18 (с Изменением N 1, утв. утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 27.03.2007 N 13).
79. СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда, утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 02.12.2020 №40.
80. СП 2.5.3650-20 Санитарно-эпидемиологические требования к отдельным видам транспорта и объектам транспортной инфраструктуры, утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 16.10.2020 №30.
81. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, утв. Приказом МЧС России от 25.03.2009 N 182 (с Изменением N 1, утв. Приказом МЧС РФ от 09.12.2010 N 643).
82. СП 48.13330.2019 СНиП 12-01-2004 Организация строительства, утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 24.12.2019 №861/пр.
83. СП 246.1325800.2016 Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений, утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 19.02.2016 №98/пр.
84. СП 14.13330.2018. Свод правил. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* (утв. и введен в действие Приказом Минстроя России от 24.05.2018 N 309/пр) (ред. от 31.05.2022).
85. СП 369.1325800.2017 Платформы морские стационарные. Правила проектирования, утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 14.12.2017 N 1670/пр.
86. РД 51-40-82: Система стандартов безопасности труда. Плавающая буровая установка, системы, механизмы, устройства, приспособления приборы, повышающие безопасность производства работ. Перечень оснащения, принят Министерством газовой промышленности Распоряжением от 25.06.1982 № ТВ-248.
87. РД 08-272-99 Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности. Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 17.03.99 N19.
88. РД 31.15.01-89 Правила морской перевозки опасных грузов, утв. Приказом Министерства морского флота от 03.05.89 N 56 (с доп. к Изменению №3, утв. Министерством транспорта РФ Службой морского флота от 06.05.1998 №49).
89. 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). утв. и введены в действие решением Министерства морского флота и Министерства судостроительной промышленности от 02.08.1988 N СМ-53/2446.
90. РД 31.81.10-91 Правила техники безопасности на судах морского флота (с изменениями и дополнениями), утв. Министерством морского флота от 01.07.1992.

91. РД 31.87.02-95 Положение об обучении и инструктаже по охране труда работников плавающего состава судов морского транспорта. утв. Департаментом морского транспорта 20.09.1995.
92. РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Утв. Министерством нефтяной и газовой промышленности СССР 26.04.1990.
93. РД 39-136-95 Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб, утв. АО ВНИИТнефть от 15.02.1995.
94. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин, утв. ОАО «Газпром» 25.07.2000г.
95. Дополнение к Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых и газовых скважин, М., 1997г., согласовано Письмом с Госгортехнадзором России от 06.09.2000 г. N 10-03/667.
96. РД 39-0148052-537-87 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ, утв. Министерством нефтяной промышленности 28.01.1987г.
97. РД 39-00147001-773-2004 Методика контроля параметров буровых растворов.
98. РД 153-39.0-064-00 Нормы времени на геофизические услуги в горизонтальных скважинах, пробуренных на нефть и газ.
99. РД 153-39.0-069-01 Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин, утв. Приказом Минэнерго России от 09.02.2001 г. N 39.
100. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, утв. приказом Минэнерго России от 07.05.2001 N 134.
101. Правила по оборудованию морских судов. Часть I. Общие положения (НД N 2-020101-171), СПб:Российский морской регистр судоходства, 2023.
102. Правила по оборудованию морских судов. Часть II. Спасательные средства (НД N 2-020101-127), СПб:Российский морской регистр судоходства, 2020.
103. Правила по оборудованию морских судов. Часть III. Сигнальные средства (НД N 2-020101-096), СПб:Российский морской регистр судоходства, 2017.
104. Правила по оборудованию морских судов. Часть IV. «Радиооборудование» (НД N 2-020101-127), СПб:Российский морской регистр судоходства, 2020.
105. Правила по оборудованию морских судов. Часть V. «Навигационное оборудование», СПб:Российский морской регистр судоходства, 2019.
106. Правила по охране труда на морских судах и судах внутреннего водного транспорта, утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 11.12.2020 №886н (с изм. от 05.10.2021г.).
107. ИПБОТ 060-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при бурении нефтяных и газовых скважин (актуализированная редакция), согл. Постановлением от 05.08.2008 N 14-01/75.
108. ИПБОТ 063-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуске в скважину колонны обсадных труб (актуализированная редакция), утв. Постановлением от 05.08.2008 N 14-01/75.
109. ИПБОТ 074-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при испытании обсадной колонны на герметичность, утв. Постановлением от 05.08.2008 N 14-01/75.
110. Приказ Минэнерго России от 20.02.1995 года N 34 «О введении в действие нормативных документов по охране труда для предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса Российской Федерации».
111. Положение об отраслевой подсистеме сертификации работ по охране труда в организациях на морском транспорте. С-Петербург, 2006г.
112. ППБО-116-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности, утв. Министерством нефтяной промышленности от 25.11.1985.
113. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 1.7 Заземление и защитные меры электробезопасности: издание 7, утв. Минэнерго России от 08.07.2002 № 204.
114. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н (с изм. на 29.04.2022).

115. Правила по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ, утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты населения от 11.12.2020 № 884н.
116. Правила по охране труда на морских судах и судах внутреннего водного транспорта, утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты населения от 11.12.2020 № 886н (с изм. на 05.10.2021).
117. Правила по охране труда при проведении водолазных работ, утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты населения от 17.12.2020 № 922н.
118. Федеральные авиационные правила «Подготовка и выполнение полетов в гражданской авиации Российской Федерации», утв. Приказом Министерства транспорта РФ от 31.07.2009 №138 (с изм. от 22.04.2020).
119. Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах, утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 N 387.
120. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, утв. совместным приказом Министерства топлива и энергетики России и Министерства природных ресурсов России от 28.12.1999 N 445/323.
121. Методика проведения неразрушающего контроля бурильных труб УБТ 4296/755-00.025 МУ, 1998г.
122. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, Приложение 1 к Приказу МПР России от 07.02.2001 N 126.
123. Типовые инструкции по безопасности работ при строительстве нефтяных и газовых скважин, утв. Приказом Министерства топлива и энергетики Российской Федерации от 12.07.1996 №4.
124. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений, утв. Приказом Министерства топлива и энергетики Российской Федерации от 12.07.1996 №178.

Справочные и информационные материалы:

125. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые, Постановление Государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам и Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 81/5-86.
126. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. Москва 1996г.
127. Типовые нормы времени на промыслово-исследовательские работы (исследование нефтяных и нагнетательных скважин) М.: ВНИИОЭНГ, 1989г.
128. Сметные нормы времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах, утв. Министерством нефтяной промышленности СССР 01.01.1985.
129. Сметные нормы времени на промыслово-геофизические исследования в скважинах, утв. Министерством нефтяной промышленности СССР 10.04.1984.
130. Инструкция по расчету насосно-компрессорных труб. АООТ «ВНИИТнефть». Госгортехнадзор России 09.07.98 №10-03/356.
131. Ганджумян Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: справ. пособие / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. - М: Недра, 2000. - 429 с.
132. Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию., М., “Недра”, 1983 г.- 429 с.
133. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, исправленное и дополненное. – СПб.: Издательство ВСЕГЕИ, 2019. – 96 с.
134. Методические указания по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов. М., ВНИГНИ, 1983.
135. Методическое руководство по составлению и подготовке к изданию листов Государственной геологической карты РФ масштаба 1:200 000 (второго издания). Версия 1.4. 4. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2019. 188 с.

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



Н.Н. Ляшко
 2023 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
 на разработку документации на капитальный ремонт
 эксплуатационной скважины № 12 (БС) на месторождении
 им. Ю. Корчагина (ЛСП-1)

«СОГЛАСОВАНО»

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

А.В. Усенков

«02» 09 2023 г.

«СОГЛАСОВАНО»

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

Р.Р. Шафиков

«20» 09 2023 г.

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель руководителя по научной работе
 в области строительства скважин
 Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
 «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Р.А. Шадчнев

«15» 09 2023 г.

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель генерального
 директора по бурению
 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

Р.И. Набиуллин

«18» 09 2023 г.

«СОГЛАСОВАНО»

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

А.В. Арестов

«18» 09 2023 г.

г. Астрахань 2023 г.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
1	Категория скважины	эксплуатационная
2	Номер скважины, подлежащей капитальному ремонту по данной документации	№ 12
3	Площадь (месторождение)	Широтная (месторождение им. Ю. Корчагина)
4	Расположение (суша, море)	Море. Акватория Северного участка Каспийского моря.
5	Цель капитального ремонта скважины и ее назначение	Повышение нефтеотдачи пластов, увеличение охвата месторождения путем забуривания боковых стволов. Эксплуатация нефтяной залежи волжского регионаруса.
6	Проектный горизонт	Волжский регионарус – J _{3v}
7	Проектная глубина	1553/2883 м (по вертикали/по стволу) <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, при этом проектный горизонт остается неизменным.</i> Примечание: в проектной документации представить все технологические расчеты с плановой и увеличенной на 500 м глубиной скважины по стволу.
8	Число объектов испытания:	-
9	Вид скважин	Наклонно-направленная с горизонтальным окончанием.
10	Основание для проектирования	Приложение №1.
11	Административное положение сведения о районе буровых работ	В административном отношении район работ расположен в акватории Северного участка Каспийского моря. Принадлежность к геотектонической области – крупное сложнопостроенное антиклинальное поднятие на южном склоне кряжа Карпинского, представляющее собой брахиантиклинальную складку субширотного простираения линейно вытянутой формы. 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.
12	Геолого-техническая информация	В процессе разработки проектной документации учесть фактически полученный материал по ранее пробуренным скважинам №№ 1, 2, 3, 5 Широтные и №№ 11, G-1, ВП-2, 12, 14, 110, 113, 105, 104, 109, 114, 116, 117, 107, 122, 115, 13, 102, 15 месторождения имени Ю. Корчагина. Приложения 2-17
13	Требования к капитальному ремонту скважин. Глубины приведены по вертикали/по стволу	<u>Фактическая конструкция скважины № 12:</u> Направление - забивное (водоотделяющая) Ø 762 мм x 120 м Кондуктор Ø 508 мм x 694/694,3 м (цемент до устья) Промежуточная Ø 339,7 мм x 1230/1299,4 м (цемент до устья) Эксплуатационная Ø 244,5 мм x 1554,5/2101,3 м (цемент 548 м от устья) Фильтр-хвостовик Ø 177,8 мм x 1544/2001-1559,6/2555 м Дублирующий хвостовик Ø 88,9 мм x 1541/1979-1557/2343 м. <u>Проектная конструкция скважины № 12БС (боковой ствол):</u> В конструкции скважины предусмотреть: - зарезка в 244,5 мм ЭК на глубине 1512/1866* м (интервал зарезки 1512/1866 - 1514/1871 м); - потайная колонна (хвостовик-фильтр) 140 мм от 1496/1816 до глубины 1553/2883 м (не цементируется). Длина горизонтального участка – 1016,8 м. Фильтровая часть в продуктивных отложениях верхней юры. Примечание:

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
		<ul style="list-style-type: none"> - в оснастке потайного хвостовика предусмотреть установку заколонных разбухающих пакеров «Нефть/Вода» из расчета 1 пара на 300 м; - предусмотреть возможность использования в компоновках нижнего и верхнего заканчивания систем регулирования притока пассивного, адаптивного типа, по выбору Заказчика; * - зарезка выполняется в уплотненном пропластке, глубина уточняется по данным ГИС; - перед началом работ необходимо выполнить ликвидацию нижней части основного ствола скважины.
14	Перечень интервалов подлежащих испытанию и опробованию в процессе бурения, в открытом стволе (при наличии нефтегазонасыщенных коллекторов).	Не предусмотрено.
15	Освоение в эксплуатационной колонне (фильтровая часть)	2070-2883 м (по стволу). Интервалы установки фильтровых частей уточняются по фактическим результатам бурения (ГИС, ГТИ).
16	ГТИ (по вертикали)	1512 - 1553 м
17	Геофизические работы	Обязательный комплекс ПГИ. Контроль ВНК. Предусмотреть у подрядчика полный спектр аварийного инструмента необходимого для ликвидации возможных аварийных ситуаций в скважине при проведении ПГИ. Примечание: изменения и дополнения по решению Заказчика.
18	Интенсификация притока	Предусмотреть интенсификацию притока по решению Заказчика.
19	Объём и интервалы отбора керна	Отбор керна не предусматривается.
20	Радиус круга допуска	20 м ТВП (коридор допуска полого-направленного ствола +/- 2 - по горизонтали; +/- 1 - по вертикали)
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.
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 установки 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-Нижевожскнефть» 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, вертолетных площадок	Суда ТБС: СО типа «Урай», СО типа «Полюс». АСС: СО типа «Полар». Железнодорожный и автотранспорт до п. Ильинка (КТПБ Ильинка). Аэропорт г. Астрахань для вертолетных перевозок.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
26	Данные о базах снабжения, наличие промежуточных баз и объектов производственного обслуживания, вышкомонтажных, тампонажных, геофизических и других предприятий	Береговая база ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в п. Ильинка (КТПБ Ильинка). Специализированный подрядчики по видам сервисных работ: наклонно-направленное бурение, долота: ГИС, ГТИ, испытание, 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	<p>Предусмотреть удаленный мониторинг бурения:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Стандартный пакет услуг ГТИ. 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). <p>Видео регистрация с формированием видеоархива для передачи информации в Ростехнадзор.</p>
28	Разработка мероприятий по охране окружающей среды	При расчете оценки воздействия на окружающую среду в разделе 8 проектной документации «Мероприятия по охране окружающей среды» учесть дополнительное время от расчетного проектного времени строительства скважины в размере 20%.* Изготовить буклеты для проведения общественных слушаний.
29	Разработка мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Выполняется в рамках Раздела 13б.1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»*
30	Разработка оценки степени риска и мероприятий по снижению степени риска при строительстве скважин	Требуетея. 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. Руководствоваться утвержденным Регламентом по управлению рисками при строительстве скважин организаций Группы «ЛУКОЙЛ».
31	Разработка раздела консервации и ликвидации скважин	Требуетея. Разработать раздел «Ликвидация/консервация скважины». Срок консервации от 3-х до 12 месяцев.
32	Дополнительные требования к проектной документации:	
	1. Раздел «Архитектурные решения»	Не требуется
	2. Раздел «Энергоэффективность»	Не требуется
	3. Разработка раздела «Проект Организации строительства»	Требуетея. Разработать Раздел 6 «Организация строительства»
33	Стадийность проектирования	Проектная документация
34	Уровень ответственности в соответствии со ст.4 Федерального закона от 30.12.2009 г. № ФЗ-384	Повышенный
35	Уровень степени сейсмической опасности для зданий (сооружений) (п.4.3 СП 14.13330.2018 СНиП II-7-81*)	Карта С ОСП-2015
36	Класс ОПО	III класс опасности, ОПО со средней опасностью

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
37	Организация заказчик	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
38	Проектная организация	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

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

Приложения:

1. Основание для проектирования.
2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины. Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.
3. Литологическая характеристика разреза скважины.
4. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.
 - 4.1. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины. Нефтеносность.
 - 4.2. Газоносность.
 - 4.3. Водоносность.
5. Давление и температура по разрезу скважины.
6. Возможные осложнения по разрезу скважины. Поглощение бурового раствора.
 - 6.1. Осыпи и обвалы стенок скважины.
 - 6.2. Нефтегазоводопроявления.
 - 6.3. Прихватаопасные 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.
10. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации. Испытание продуктивного горизонта (освоение скважины) 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) скважины.
14. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам.
15. Схема транспортировки грузов и вахт.
16. Расстояние перевозок грузов, пробега специальных машин, агрегатов и вахт.
17. Данные для расчета профиля скважины.

Начальник ГО



Р.Е. Набокин

Начальник ГО



А.Г. Алексеев

Основание для проектирования

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 крышке 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 проектирования:

- 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.

Приложение 2

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН

СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИН, ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЛЕГАНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТ КАВЕРНОЗНОСТИ ПЛАСТОВ

Глубина залегания, м (по вертикали)		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	32,8	Стол ротора - зеркало воды				
32,8	44	Столб воды				
		Четвертичная система				
44	453	<u>Неоплейстоцен и голоцен</u>	Q _{NP+n}	Практически горизонтально		1,00-1,16
		<u>Плейстоцен</u>				
		Верхний эоплейстоцен				
453	565	Апшеронский региоярус	Q _{Еар}	- -		1,00-1,16
		Палеогеновая система				
		<u>Олигоцен</u>				
565	696	<i>Майкопская серия</i>	P _{3mk}	до 1°	210	1,00-1,40
696	779	<u>Палеоцен и эоцен</u>	P ₁₋₂	до 1°	195	0,96-1,09
		Меловая система				
		<u>Верхний отдел</u>				
779	1252		K ₂	до 2°	195	0,93-1,06
		<u>Нижний отдел</u>				
1252	1369	Альбский ярус	K _{1al}	до 2°	175-180	1,13-1,40
1369	1460	Аптский ярус	K _{1a}	до 1°30'	165-170	1,13-1,40
1460	1543	Неокомский надъярус	K _{1nc}	2° - 2°15'	145-210	1,00-1,13
		Юрская система				
		<u>Верхний отдел</u>				
1543	1560	Волжский региоярус	J _{3v}	1°30' - 2°48'	180-185	1,00-1,13
Зарезка бокового ствола с глубины 1512* м (по вертикали)						
		Меловая система				
		<u>Нижний отдел</u>				
1512	1542	Неокомский надъярус	K _{1nc}	3°30'	200	1,00-1,13
		Юрская система				
		<u>Верхний отдел</u>				
1542	1553	Волжский региоярус	J _{3v}	3°30'	270	1,00-1,13

Примечание: * - зарезка выполняется в уплотненном пропластке, глубина уточняется по данным ГИС.

Приложение 3

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
K ₁ пс	1512	1542	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 алевроито-глинистых пород с базальным прослоем (до 0,5 м) плотного доломитового конгломерата. Нижняя часть (готеривский ярус) сложен породами с единственным пластом песчаника в кровле. Глины серые алевроитистые с конкрециями пирита. Алевролиты зеленовато-серые средне-мелкозернистые, полимиктовые с глауконитом и выделениями пирита, плотные. Песчаники зеленовато-серые мелкозернистые, алевроитистые, полимиктовые с глауконитом и выделениями пирита, слабосцементированные карбонатно-глинистым цементом, пористые.
J ₃ v	1542	1553	доломиты известняки	60 40	Переслаивание доломитов и известняков. Доломиты неравномерно известковые желтовато-светло-серые, тонко-микросталлические, неслоистые, плотные, крепкие. Известняки неравномерно глинистые бежево-светло-серые, скрытозернистые, неяснотонкослойчатые, плотные, средней крепости, с парастиллитами, заполненными битумно-глинистым материалом. Отмечаются редкие пропластки алевролитов и мергелей в нижней части разреза.

Примечание: таблица составлена с учетом глубины зарезки бокового ствола.

Приложение 4

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м (по вертикали)		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.)	Козф- 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	1512	1542	глины песчаники алевролиты	2200	10-26	0,356- 0,0015	10-80	5-10	-	2 - 3	250- 1750	2-3	III-VIII	мягкая, средняя	0,17- 0,45	0,1-3,9	нет данных
J ₃ v	1542	1553	доломиты известняки	2550	2-22	0,8- 0,0001	10-80	5-90	-	1,5-3,5	250- 1750	2-4	III-VIII	мягкая, средняя	0,17- 0,45	0,1-6,7	нет данных

Примечание: таблица составлена с учетом глубины зарезки бокового ствола.

Приложение 4.1

**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
J _{3v}	1550	1553	каверново- 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. ГНК волжской залежи (J_{3v}) на абс. отм. -1517,2 м.

Приложение 4.2

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. м ³ /сут (дебит в условиях испытания Ø шт.),	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мкм ² по газу
	от (верх)	до (низ)			в пластовых условиях	на устье скважины						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K _{1nc}	1512	1537	поровый	газ + конденсат	отс.	0,545	0,664	0,8	647 (29 мм)	144	758	0,0414
J _{3v} *	1542	1550	каверново-поровый	газ + конденсат	отс.	0,545	0,664	0,869	647 (29 мм)	144	758	0,0414

Примечание:

* - по аналогии с неокомской залежью.

Приложение 4.3

ВОДОНОСНОСТЬ

Индекс страти- графиче- ского- подраз- деления	Интервал, м (по вертикали)		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						Минера- лизация общая, мг-экв/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснаб- жения (ДА, НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							CL ⁻	SO ₄ ²⁻	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 _{3v}	1512	1553	поровый, трещинно- поровый	1042	до 500	нет данных	487,5- 1025	22,76- 83,67	17,6- 25	9,0- 67,5	15,0- 41	998,89- 1165,56	1555,75- 2407,17	СФН	Нет

Примечание:

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

Приложение 5

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 в конце интервала	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления				
	кгс/кв.см/10 м		источ- ник получен.	кгс/кв.см/10 м		источ- ник получен.	кгс/кв.см/10 м		источ- ник получен.	кгс/кв.см/10 м		источ- ник получен.	С°	источник получения		
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K _{1nc}	1512	1542	1,00	1,00	Скважины Широкой площади и м-ния им. Ю. Корчагина	1,00	1,00	Скважины Широкой площади и м-ния им. Ю. Корчагина	1,69*	1,82	Скважины Широкой площади и м-ния им. Ю. Корчагина	1,96	1,96	РФЗ	78	Скважины Широкой площади и м-ния им. Ю. Корчагина
J _{3v}	1542	1553	1,16	1,16		1,12	1,13		1,70**	1,86		2,00	2,00		84	

Примечание:

- * - давление гидроразрыва для глин по результатам LOT.
- ** - давление гидроразрыва по данным геомеханической модели.

Приложение 6

**ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН
ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА**

Индекс страти- графи- ческого- подраз- деления	Интервал, м (по вертикали)		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, кгс/кв.см/10 м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляцион- ных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁ пс	1512	1542	21*	-	нет	1,50**	1,60	При бурении, при СПО с обратной проработкой, при нарушении гидравлического режима
J _{3v}	1542	1553	до 24	-	нет	1,50**	1,60	

Примечание:

1. * - скважина 105 Корчагина.
2. ** - по данным геомеханической модели.

Приложение 6.1

ОСЫПИ И ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИН

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м (по вертикали)		БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)			Время до начала ослож- нения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)
			Тип раствора	Плотность, кг/м ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
	от (верх)	до (низ)					
К ₁ пс	1512	1542	Разрабатывается при проектировании			-	Промывка, проработка

Примечание: таблица составлена с учетом глубины зарезки бокового ствола.

Приложение 6.2

НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		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 _{1nc}	1512	1537	газ + конденсат	Рассчитывается при проектировании		При превышении пластового давления над забойным	Увеличение газопоказаний, пузырьки газа
J _{3v}	1542	1550					
J _{3v}	1550	1553	нефть				Пленки нефти, насыщение раствора газом

Примечание: таблица составлена с учетом глубины зарезки бокового ствола.

Приложение 6.3

ПРИХВАТООПАСНЫЕ ЗОНЫ

Индекс страти- графич. подраз- деле- ния	Интервал, м (по вертикали)		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	1512	1542	заклинки, диф.прихват	Разрабатывается при проектировании				Да	Вскрытие зон с высокой проницаемостью, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Примечание: таблица составлена с учетом глубины зарезки бокового ствола.

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				

Приложение 7

**ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ
ОТБОР КЕРНА, ШЛАМА И ГРУНТА**

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Параметры отбора керна		Интервалы, м		Метраж отбора керна, м	Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м (по вертикали)		Частота отбора шлама через, м	Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Глуби- на отбора грунта, м	Тип боко- вого грунто- носа	Коли- чество образ- цов пород, шт	Приме- чание
	мини- мальный 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
Не предусматривается						K _{1nc}	1512	1542	5-10	Не предусматривается				
						J _{3v}	1542	1553	5-10					

Приложение 8

ДАнные 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	Замеры и отборы производятся		
	на глубине, м (по вертик.)	в интервале, м	
		от (верх) (по стволу)	до (низ) (по стволу)
1	3	4	5
Комплекс ГИС в эксплуатационной колонне			
АКЦ + ФКД (ГК, ЛМ), ННК, УЗК на геофизическом тракторе	1979	0	1979
Каротаж в секции бокового ствола			
Комплекс ГИС MWD, LWD в горизонтальном стволе в процессе бурения (открытый ствол)			
ГК, ННК (ИГН), ГГК-ЛП, Кав. (Ультразвук. или ГГК), ИК многозонд., Маг. инклинометрия	1553	1866	2883
ПГИ в горизонтальном стволе – ГК, ЛМ, Т (термометрия), Р(барометрия) сканирующие расходомеры и датчики фаз (газ, нефть и вода)	Комплекс по спецплану согласовывается с исполнителем работ		
ГТИ проводятся согласно ГОСТ Р 53709-2009	с начала строительства БС		
Удаленный мониторинг бурения (спутниковый канал связи)	спутниковый канал связи предоставляется Заказчиком		

Примечание:

1. Комплекс ПГИ составлен согласно рекомендации на проведение промышленных 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. ГИС на кабеле проводится в интервалах с зенитным углом не более 45 градусов, в остальных интервалах - на трубах, в обсаженном стволе предусмотреть использование скважинного трактора.
4. Исследования проводятся по программам геофизического подрядчика с согласованием ПАО "ЛУКОЙЛ".
5. Для ликвидации возможных аварий при проведении ПГИ иметь полный спектр аварийного инструмента.
6. АКЦ+ФКД исследования проводятся в эксплуатационной колонне с целью выявления интервалов прочного цементного камня за колонной. Основным условием для успешной вырезки окна и отхода бокового ствола от эксплуатационной колонны является превышение прочности цементного камня над прочностью пород в интервале зарезки бокового ствола.

Приложение 10

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

ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА (ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН) В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Номер объек- та (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м (по вертикали)		Интервал установки цементного моста, м (по стволу)		Тип конструкции продуктив- ного забоя: открытый забой фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвиж- ная, стационар- ная,	Пласт фонта- нирую- щий (ДА, НЕТ)	Кол-во режи- мов шту- церов испы- тания, шт.	Диа- метр штуце- ров, мм (диаф- рагма)	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР- ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР - НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА - НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максим. сниже- ние уровня, м	плот- ность жидко- сти, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J _{3V}	1	1550	1553	-	-	фильтр	стаци- онарная	да	3	4-20	Замена бурового раствора на водный раствор хлористого кальция плотностью 1200 кг/м ³	-	-

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

Приложение 11

РАБОТЫ ПО ПЕРФОРАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПРИ ИСПЫТАНИИ (ОСВОЕНИИ)

Номер объекта (см. прил. №10)	Перфорационная среда		Мощность перфораций, м	ВИД ПЕРФОРАЦИИ: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидропескоструйная, 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 гидropескоструйной 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											

Приложение 12

**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 гидropескоструйн. 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 перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт. Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	СКО (по решению Заказчика)	2	1200*	10,5**	20	на голове хвостовика	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.

Приложение 13

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	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	нет	нет	нет	нет	2 (24 часа)	-	да	нет	да

Приложение 14

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)			
1	2	3	4	5	6	7
11	Корчагина	на глуб. 1926		K ₁ пс	посадки, затяжки	Сужение ствола скважины. Проработки в интервалах: 1136-1153м, 1350-1378м, 1423-1464м. Промывка, проработка. Прокачка вязкой пачки T=105с.
		на глуб. 1990				При СПО на 1340м посадка 4т, в интервале 1359-1360 до 9т. В интервале 1355-1358м посадки до 9т, затяжки до 29т. На 1400м – посадка 5т. В интервале 1435-1437м посадки до 5т, затяжки до 7т. Промывка с расхаживанием и вращением инструмента. Проработка.
		на глуб. 1990				При спуске TLC посадки до 1,3-1,5т. Прибор дошел до 1533м. Утяжеление раствора до 1,28г/см ³ . Расхаживание в интервале 1533-1527м.
		на глуб. 1990				При подъеме на 1532-1355м затяжки до 4т. Промывка, проработка. Осложнения ликвидированы спуском 244,5мм колонны до глубины 1987м.
12	Корчагина	на глуб. 1874		K ₁	посадки, затяжки	Затяжки до 9т., постоянные промывки, расхаживание и вращение инструмента и закачка вязких пачек.
		на глуб. 1874				Затяжки до 9т., постоянные промывки, расхаживание и вращение инструмента и закачка вязких пачек.
104	Корчагина	на глуб. 3433		K 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		K_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		K_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		K_1 пс	поглощение частичное	В ходе бурения под "хвостовик" $\varnothing 127/139,7/177,8 \text{ мм}$, долотом 215,9мм 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_3 о	посадки	ОК $\varnothing 339,7 \text{ мм}$ x 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 возникали срывающиеся посадки до 5 т.
		на глуб. 2695				
		на глуб. 2903				
		2848	3542	J_2 к - J_3 о	посадки	ОК $\varnothing 339,7 \text{ мм}$ x 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 $\varnothing 245 \text{ мм}$ в 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 $\rho = 1,33-1,35 \text{ г/см}^3$, $T = 75-80 \text{ сек}$, $V = 2,4-2,6 \text{ см}^3/30\text{мин}$. 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 $\rho = 1,32-1,33 \text{ г/см}^3$, $T = 52-65 \text{ сек}$, $V = 3,4-3,8 \text{ см}^3/30\text{мин}$. Проработка ствола скважины до свободного хождения инструмента.
		на глуб. 4712			заклинка	ОК Ø 273,1 мм x 3060,3 м. Бурение на буровом растворе $\rho = 1,32-1,33 \text{ г/см}^3$, $T = 52-65 \text{ сек}$, $V = 3,4-3,8 \text{ см}^3/30\text{мин}$. 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 заклинка бурильного инструмента, обусловленная резкими изменениями траектории скважины на контакте пород различной плотности при высокой механической скорости проходки.
		на глуб. 4613			диф. прихват	
		на глуб. 4613			поглощение	При вымове кислотной ванны отмечено поглощение бурового раствора общим объемом 19 м ³ .

Окончание приложения 14

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				
на глуб. 5035						
110БС	Корчагина	на глуб. 2139		J _{3v}	затяжки	Бурение бокового ствола на буровом растворе $\rho = 4,43-4,45 \text{ г/см}^3$, $T = 45-68 \text{ сек}$, $V = 3,6-3,8 \text{ см}^3/30\text{мин}$. При подъеме КНБК на элеваторах в интервале 2190-2130 м получены затяжки на глубинах 2139 и 2122 м до 6 и 9-10 т, соответственно.
		на глуб. 2122				
		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 _{1nc}	затяжки, посадки	Бурение бокового ствола на буровом растворе $\rho = 1,27-1,28 \text{ г/см}^3$, $T = 45-65 \text{ сек}$, $V = <3 \text{ см}^3/30\text{мин}$. Затяжки, посадки до 10 т, что связано со входом КНБК в интервал глин. Проработка интервала.
		на глуб. 2995				
114БС	Корчагина	2200	2230	K _{1nc}	осыпи и обвалы	Бурение бокового ствола на буровом растворе $\rho = 1,28-1,29 \text{ г/см}^3$, $T = 45-65 \text{ сек}$, $V = <4 \text{ см}^3/30\text{мин}$. Зарегистрирована глинистая обвальная порода слоистого типа в объеме до 1% от общего выноса.
		2370	2380			
		2670	2700			
122БС	Корчагина	2018	2040	K _{1nc}	осыпи и обвалы	Бурение бокового ствола на буровом растворе $\rho = 1,34-1,35 \text{ г/см}^3$, $T = 45-75 \text{ сек}$, $V = <4 \text{ см}^3/30\text{мин}$. 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 вахтово-экспедиционного персонала.		Номер маршрута	Характеристика маршрута					
			общая протяженность, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиа: вертолет, самолет)	Наземные пути подвоза	
Наименование организации, промбаза, карьера и т.д.	Пункт							
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Центральный тех.склад	Береговая база в п. Ильинка	1	330	Ильинка-ЛСП-1	330	Морской (ТБС)	-	-
Партия ПИ	г. Астрахань	2	180	Астрахань-ЛСП-1	180	Авиа (вертолет)	-	-
Перфораторная партия	г. Астрахань	2	180	Астрахань-ЛСП-1	180	Авиа (вертолет)	-	-
Каротажная партия	г. Астрахань	2	180	Астрахань-ЛСП-1	180	Авиа (вертолет)	-	-
Вахта	г. Астрахань	2	180	Астрахань-ЛСП-1	180	Авиа (вертолет)	-	-
Вывоз отходов	ЛСП-1	3	333	ЛСП-1 - Ильинка	330	Морской (ТБС)	-	-

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
Перфораторная партия	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 обслуживающим спецтранспортом	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Пресная питьевая вода	Ильинка - ЛСП-1	ТБС	330/178
Шлам	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

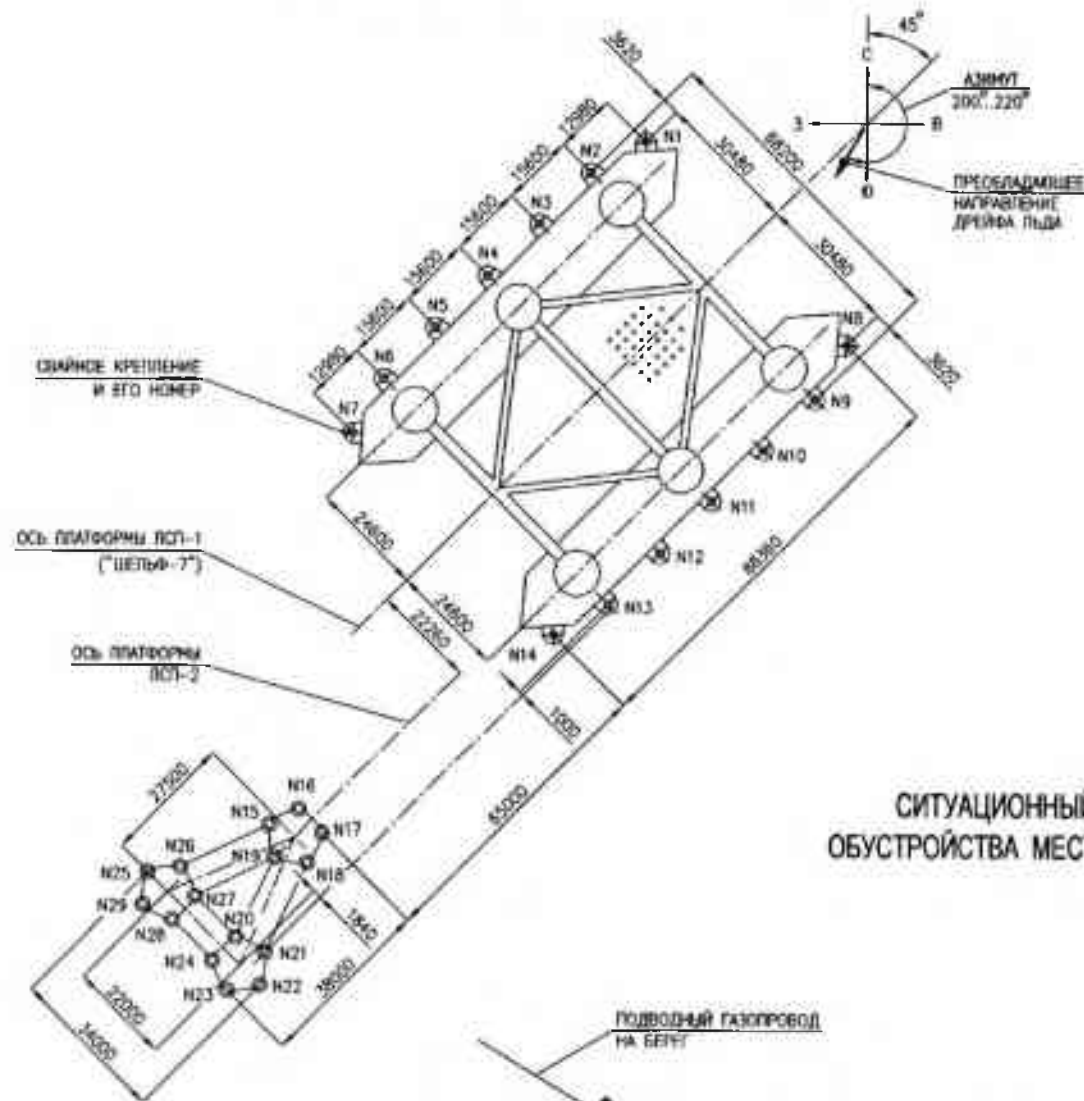
Приложение 17

ДАнные для расчета профиля скважины

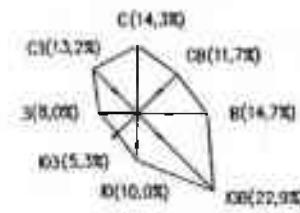
№ скв.	Усл. Координаты				Длина горизонтального участка, м.	Коридор допуска по горизонтали для ГС, м	Коридор допуска по вертикали для ГС, м
	Точка начала горизонтального ствола (ТНГС)		Забой				
	Аз. ист. на начало ГС от устья скв.	Смещение начала ГС от устья скв.	Аз. ист. на забой от устья скв.	Смещение забоя от устья скв.			
12_БС	336,39	712,95	16,77	1299,06	1016,8	±2	±1

Примечание: ГС - горизонтальный ствол

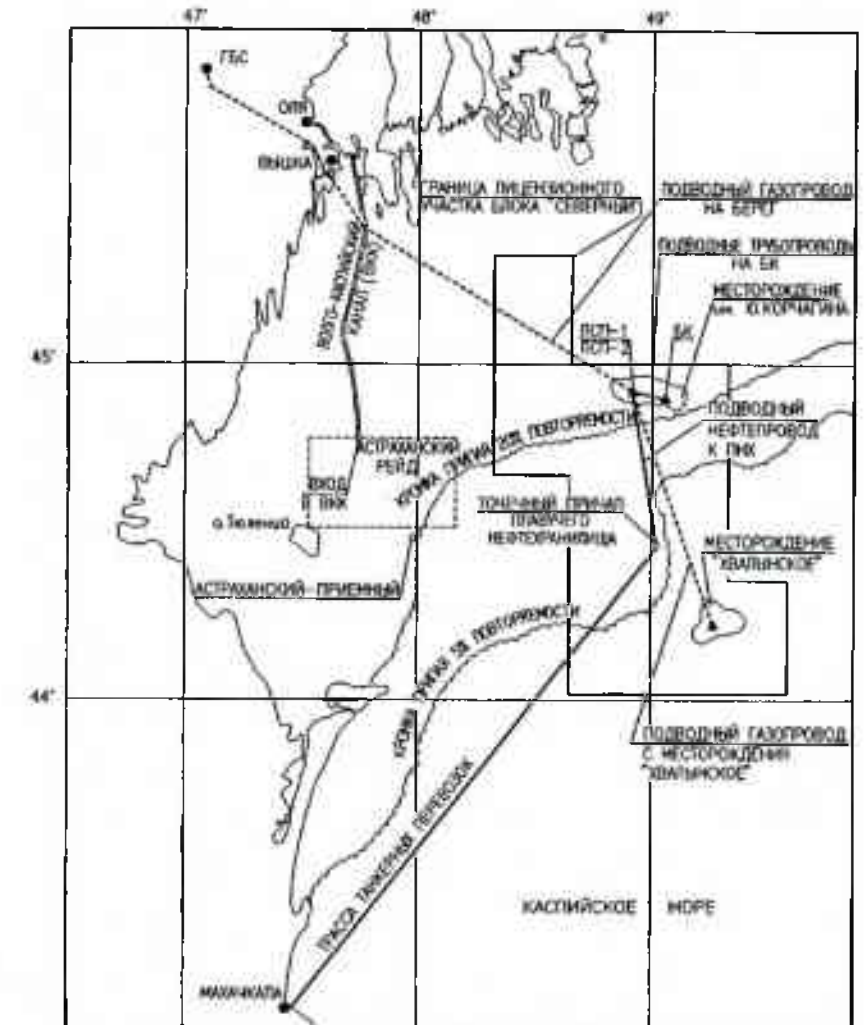
СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН РАЗМЕЩЕНИЯ ЛСП-1 И ЛСП-2



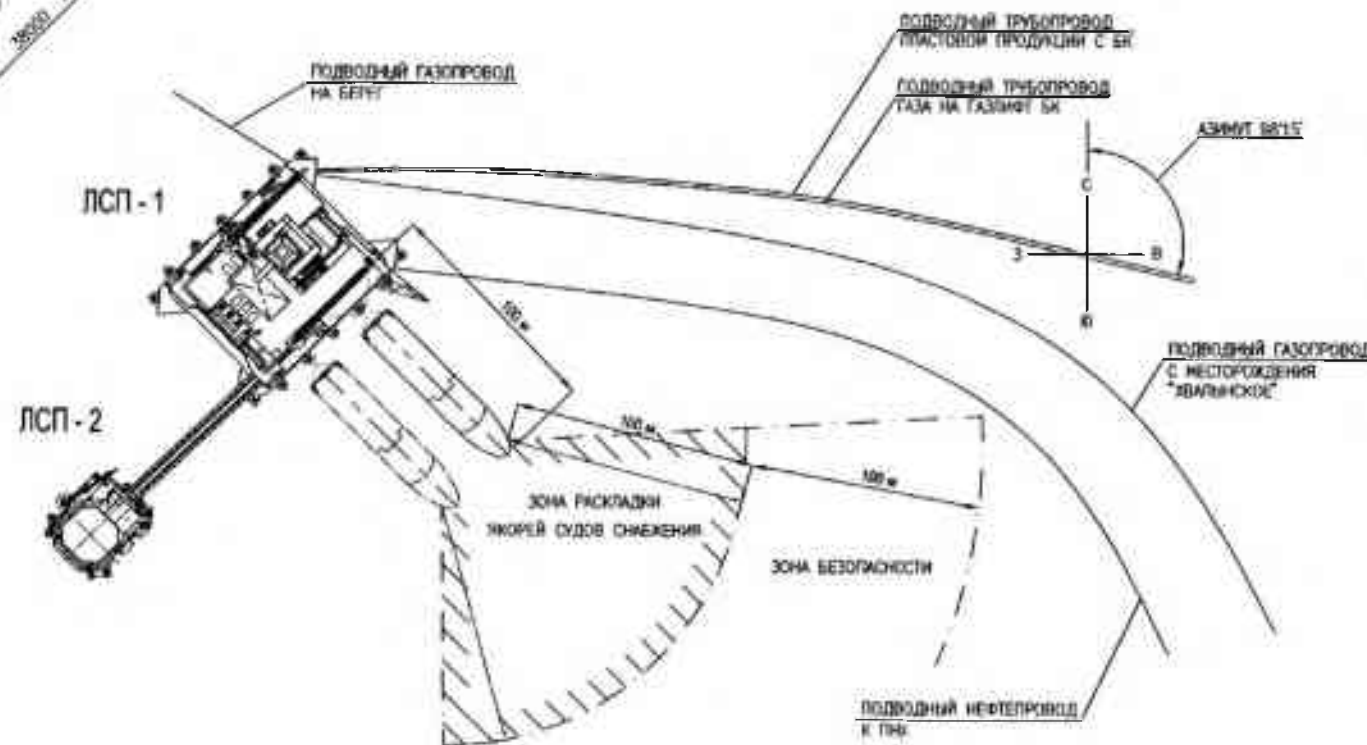
РОЗА ПОВТОРЯЕМОСТИ ВЕТРОВ



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-КОНДУКТОРА - 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)

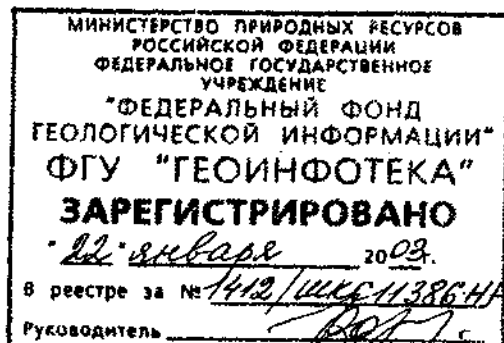
Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии
топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении 1,2
(№ прилож.)

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.



М.П.

Руководитель предприятия, полу-
чающего лицензию

Николаев

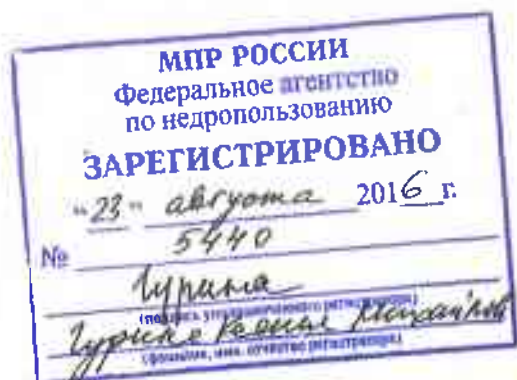
Николай Михайлович

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата

14.01.2003





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,

Генеральный директор 
_____ **Должность, Ф.И.О. и подпись лица, представляющего ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижнеполжиснефть»**
«16» _____ 2016 г. **МП**



УСЛОВИЯ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

1. Общие сведения

- 1.1. Пользователь недр: **Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».**
- 1.2. Наименование участка недр, предоставленного в пользование: **Северный. Территория расположения участка недр: акватория Каспийского моря (российский сектор).**
- 1.3. Вид пользования недрами: **для геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых.**
- 1.4. Наименование основных (преобладающих) видов полезных ископаемых (группировки полезных ископаемых), содержащихся в пределах предоставленного участка недр: **углеводородное сырье.**
- 1.5. Орган, предоставивший лицензию: **Министерство природных ресурсов Российской Федерации.**
- 1.6. Основание предоставления права пользования недрами: **случай перехода права пользования участками недр в соответствии с основаниями, установленными федеральными законами, регулирующими отношения недропользования.**
- 1.7. Основание оформления лицензии: **распоряжение Министерства природных ресурсов Российской Федерации № 5-р от 10.01.2003 (приложение № 2 к лицензии).**

2. Пространственные границы и статус участка недр, предоставленного в пользование

Схема расположения участка недр и описание пространственных границ участка недр содержатся в приложении № 3 к настоящей лицензии.

3. Границы земельного участка или акватории, выделенных для ведения работ, связанных с использованием недрами

Земельные, лесные участки, водные объекты необходимые для ведения работ, связанных с использованием недрами, предоставляются Пользователю недр в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

4. Сроки действия лицензии и сроки начала работ на участке недр

- 4.1. Сроки подготовки проектной документации, представления геологической информации на государственную экспертизу:

- 4.1.1. подготовка и утверждение в установленном порядке проектной документации на проведение работ по геологическому изучению недр, получившей положительное заключение экспертизы в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **обязательство не установлено;**
- 4.1.2. представление подготовленных в установленном порядке материалов по результатам геологического изучения недр на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **не позднее 12 месяцев с момента выявления месторождения;**
- 4.1.3. подготовка и утверждение в установленном порядке проектной документации на проведение работ по разведке месторождения, получившей положительное заключение экспертизы в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»:
 - 4.1.3.1. для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
 - 4.1.3.2. для открываемых месторождений (или их частей): **не позднее 12 месяцев с даты утверждения результатов государственной экспертизы запасов полезных ископаемых;**
- 4.1.4. представление подготовленных в установленном порядке материалов по результатам разведочных работ на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»:
 - 4.1.4.1. для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
 - 4.1.4.2. для открываемых месторождений (или их частей): **не позднее 12 месяцев после завершения разведки;**
- 4.1.5. подготовка и утверждение в установленном порядке технического проекта разработки месторождения, согласованного в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»:
 - 4.1.5.1. для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
 - 4.1.5.2. для открываемых месторождений (или их частей): **не позднее 12 месяцев с даты утверждения результатов государственной экспертизы запасов полезных ископаемых по материалам разведочных работ.**
- 4.2. Сроки начала работ:
 - 4.2.1. срок начала проведения геологического изучения недр: **обязательство не установлено;**
 - 4.2.2. срок начала проведения разведки месторождения полезных ископаемых:

- 4.2.2.1.** для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
- 4.2.2.2.** для открываемых месторождений (или их частей): **не позднее 12 месяцев с даты утверждения в установленном порядке проектной документации на проведения работ по разведке месторождений полезных ископаемых;**
- 4.2.3.** срок ввода месторождения в разработку (эксплуатацию):
- 4.2.3.1.** для месторождений полезных ископаемых, учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых: **обязательство не установлено;**
- 4.2.3.2.** для открываемых месторождений (или их частей): **не позднее 48 месяцев с даты утверждения технического проекта.**
- 4.3.** Сроки выхода предприятия по добыче полезных ископаемых на проектную мощность определяются согласованным и утвержденным в установленном порядке техническим проектом разработки месторождения.
- 4.4.** Подготовка и утверждение в установленном порядке технического проекта ликвидации или консервации горных выработок, скважин, иных подземных сооружений, согласованного в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах»: **не позднее, чем за 1 год до планируемого срока завершения отработки месторождения.**
- 5. Условия, определяющие виды и объемы поисковых и (или) разведочных работ с разбивкой по годам, сроки их проведения**
- 5.1.** Условия, определяющие виды и объемы работ по поискам и оценке месторождений полезных ископаемых, сроки их проведения определяются утвержденными в установленном порядке проектами работ по геологическому изучению недр.
- 5.2.** Условия, определяющие виды и объемы разведочных работ, сроки их проведения определяются утвержденными в установленном порядке проектами работ по разведке месторождений.
- 6. Условия, связанные с платежами, взимаемыми при пользовании недрами, земельными участками, акваториями**
- 6.1.** Обязанности по уплате разового платежа не установлены.
- 6.2.** Пользователь недр обязан уплачивать регулярные платежи за пользование недрами:
- 6.2.1.** в целях поисков и оценки месторождений полезных ископаемых за всю площадь участка недр, предоставленного в пользование, за исключением площадей открытых месторождений, по следующим ставкам:

Год действия лицензии	Ставка платежа, рублей за 1 км ² в год
с 01.10.2016	540

6.2.2. в целях разведки полезных ископаемых за площадь участка недр, на которой запасы соответствующего полезного ископаемого (за исключением площади горного отвода и (или) горных отводов, удостоверенных горноотводными актами) установлены и учтены Государственным балансом запасов, по следующим ставкам:

Год действия лицензии	Ставка платежа, рублей за 1 км ² в год
с 01.10.2016	20 000

6.3. Пользователь недр также обязан уплачивать иные, установленные законодательством Российской Федерации, платежи, налоги и сборы при пользовании недрами, земельными участками, акваториями.

7. Согласованный уровень добычи минерального сырья

Уровень добычи минерального сырья и сроки выхода на проектную мощность определяются техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых.

8. Право собственности на добытое минеральное сырье

Добытое из недр минеральное сырье является собственностью Пользователя недр. Пользователь недр имеет право использовать отходы своего горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств.

9. Требования по предоставлению геологической информации и условия ее использования

9.1. Геологическая информация о недрах подлежит представлению в федеральный и территориальные фонды геологической информации в установленном порядке.

9.2. Пользователь недр обязан обеспечить сохранность первичной геологической информации, полученной в ходе проведения работ на участке недр, в том числе образцов горных пород, кернов, пластовых жидкостей. По заявлению федерального и территориальных фондов геологической информации Пользователь недр обязан на безвозмездной основе обеспечить временное хранение геологической

информации, владельцем которой он является, в том числе временное хранение образцов горных пород, кернов, пластовых жидкостей.

9.3. С момента представления геологической информации о недрах в федеральный и территориальные фонды геологической информации право собственности на материальный носитель (вещь), в котором выражена геологическая информация о недрах, переходит к Российской Федерации.

9.4. Геологическая информация о недрах, предоставленная Пользователем недр в федеральный и территориальные фонды геологической информации, может использоваться без получения согласия ее обладателя (правообладателя) для ведения государственного баланса запасов полезных ископаемых, государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых, государственного реестра работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, и лицензий на пользование недрами, осуществления управления государственным фондом недр, разработки нормативных и ненормативных актов, государственного геологического изучения недр, прогнозирования опасных геологических процессов и явлений и устранения их последствий, осуществления мероприятий по обеспечению обороны страны и безопасности государства, принятия решений в соответствии с установленной компетенцией.

9.5. Пользователь недр обязан ежегодно, не позднее 15 февраля года, следующего за отчетным, представлять в соответствующий территориальный орган Федерального агентства по недропользованию информационный отчет о проведенных работах на предоставленном в пользование участке недр в порядке, определяемом Федеральным агентством по недропользованию и его территориальными органами.

9.6. Пользователь недр обязан ежегодно предоставлять в Минпромторг России следующую отчетность:

-перечень заключенных контрактов с указанием стоимости, сроков реализации и видов выполняемых работ, в том числе с российскими подрядчиками;

-объем освоенных инвестиций, в том числе выполненных российскими организациями с использованием российского оборудования и кадров;

-планы по привлечению российских предприятий к выполнению геологоразведочных работ, разработке и освоению месторождений.

10. Требования по охране недр и окружающей среды, безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами

Пользователь недр обязан выполнять установленные законодательством требования по охране недр и окружающей среды, безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами.

11. Условия, при наступлении которых право пользования недрами прекращается на основании пункта 3 части первой статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах»

Право пользования участком недр прекращается в соответствии с пунктом 3 части первой статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» в случае невыполнения Пользователем недр требований пункта 6.1 настоящих Условий пользования недрами.

12. Условия пользования недрами, при наступлении которых право пользования недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено в соответствии со статьями 20, 21 и 23 Закона Российской Федерации «О недрах»

Право пользования недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено в соответствии с пунктом 2 части второй статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» в следующих случаях:

- 12.1. нарушение Пользователем недр сроков, указанных в пунктах 4.1.1 - 4.1.5, 9.5 настоящих Условий пользования недрами;
- 12.2. нарушение Пользователем недр обязательств, указанных в пункте 6.2. настоящих Условий пользования недрами;
- 12.3. нарушение Пользователем недр обязательств, указанных в пунктах 9.1, 9.2 настоящих Условий пользования недрами по представлению информации в федеральный и территориальные фонды геологической информации;
- 12.4. нарушение Пользователем недр условий, указанных в пункте 4.2 настоящих Условий пользования недрами в части:
 - 12.4.1. срока начала работ по геологическому изучению недр;
 - 12.4.2. срока начала работ по разведке месторождений;
- 12.5. нарушение Пользователем недр требований, утвержденных в установленном порядке технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых в части срока начала строительства объектов инфраструктуры по добыче полезных ископаемых и (или) срока ввода в разработку месторождения полезных ископаемых.

13. Дополнительные условия

- 13.1. Дополнительные условий, определяемых формой предоставления права пользования недрами (конкурс), не установлено.

- 13.2. Дополнительных условий, определяемых Правительством Российской Федерации при предоставлении права пользования участком недр федерального значения, **не установлено.**
- 13.3. Пользователь недр обязан привести действующие технические проекты разработки месторождений полезных ископаемых и иную проектную документацию на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, а также сведения о запасах полезных ископаемых на предоставленных в пользование участках недр в соответствие с действующим законодательством, нормативными актами:
- 13.3.1. в отношении проектной документации на проведение работ по геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых - утвердить в установленном порядке подготовленную в соответствии с действующими на момент утверждения требованиями проектную документацию: **обязательство не установлено;**
- 13.3.2. в отношении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых - утвердить в установленном порядке подготовленную в соответствии с действующими на момент утверждения требованиями технические проекты (технический проект): **обязательство не установлено;**
- 13.3.3. в отношении сведений о запасах полезных ископаемых (материалов подсчета запасов) - представить подготовленные в установленном порядке материалы, соответствующие действующим на момент представления требованиям на государственную экспертизу запасов: **обязательство не установлено.**
- 13.4. Иные условия:
- 13.4.1. Пользователь недр обязуется транспортировать нефть, добытую в пределах участка, по наиболее эффективным направлениям, используя в приоритетном порядке трубопроводную систему ПАО «АК «Транснефть» и трубопровод Каспийского трубопроводного консорциума. В случае возникновения международных обязательств Российской Федерации по поставкам нефти в трубопроводную систему Самсун-Джейхан, Пользователь недр обеспечит транспортировку нефти, добытую в пределах участка, по указанной системе, при сопоставимой эффективности поставок данной нефти по трубопроводной системе ПАО «АК «Транснефть» и трубопроводу Каспийского трубопроводного консорциума.
- 13.4.2. Пользователь недр обязуется размещать заказы на строительство судов, морской техники и технологического оборудования, необходимого для разведки или добычи полезных ископаемых, на российских предприятиях, за исключением случаев, когда постройка судна, объекта морской техники, технологического оборудования в

России невозможна в требуемые сроки по технологическим причинам, что подтверждено документально (результатами проведения конкурса, либо заключением Минпромторга России);

13.4.3. Пользователь недр в границах участка недр имеет право осуществлять деятельность по созданию, эксплуатации, использованию искусственных островов, установок, сооружений, проведению буровых работ, прокладке подводных кабелей, трубопроводов в соответствии с проектной документацией, прошедшей в установленном порядке согласования и экспертизы.

13.4.4. Пользователь недр вправе проводить поиски пластов-коллекторов в пределах горного отвода с целью оценки возможности размещения в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектом работ по геологическому изучению недр.

**Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по недропользованию**



О.С. Каспаров



Приложение № 2
к лицензии ШКС 11386 НР

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

г. МОСКВА

10.01.2003

№ Б-р

о переходе права пользования участком дна
Каспийского моря

В соответствии со статьей 17¹ Закона Российской Федерации "О недрах" в связи с реорганизацией ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» путем присоединения к нему ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть»:

1. Переоформить лицензию ШКС 11300 НР на право пользования участком дна Каспийского моря с целью поиска, разведки и добычи углеводородов, выданную Обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефтегаз», на Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

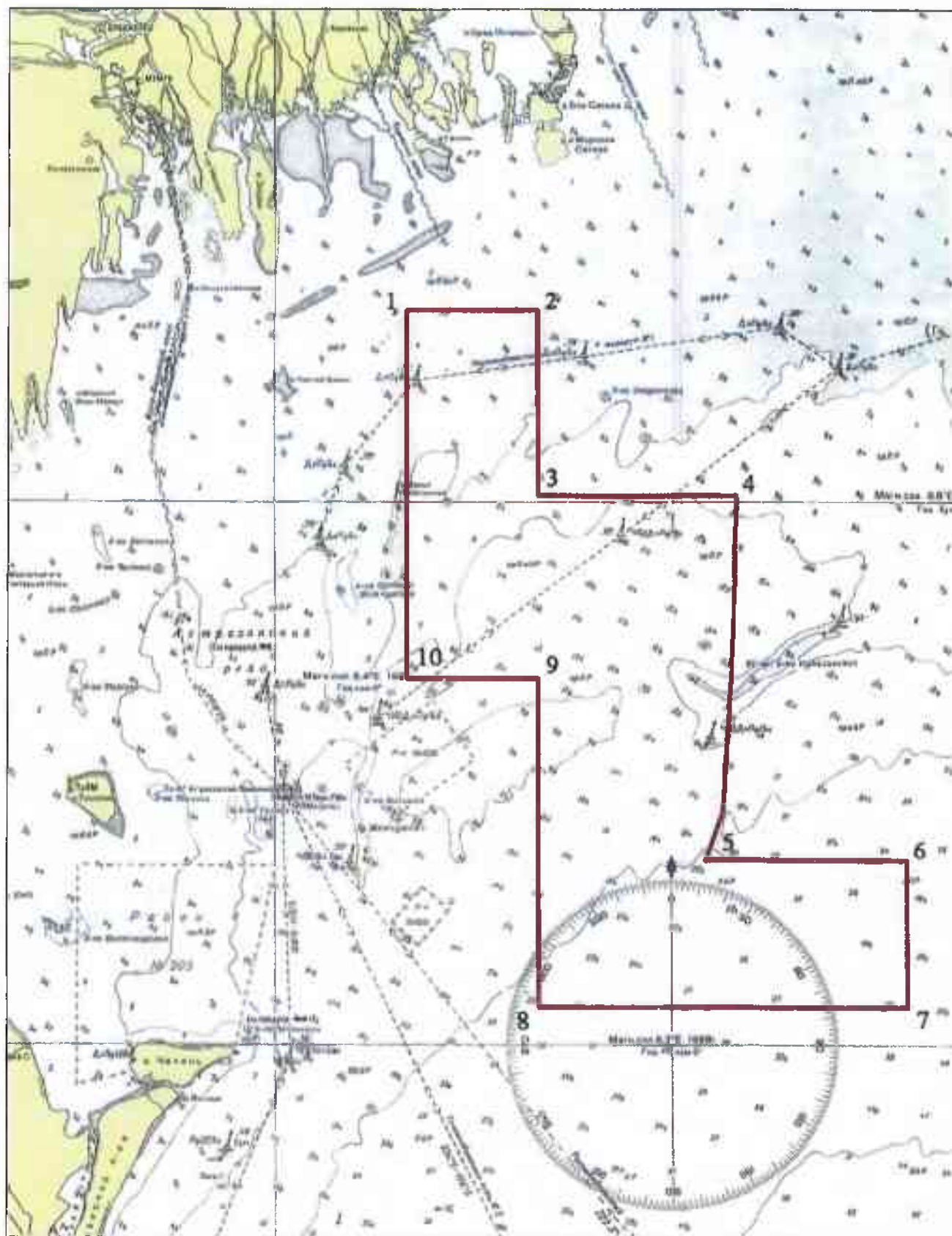
2. Обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» сдать ранее выданную лицензию ШКС 11300 НР в Федеральное государственное учреждение «Федеральный фонд геологической информации».

Заместитель Министра

П.В. Садовник

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР

Масштаб 1:1 000 000



Пространственные границы и статус участка недр

Границы участка недр по площади ограничены контуром прямых линий со следующими географическими координатами угловых точек:

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	45	20	00	48	20	00
2	45	20	00	48	40	00
3	45	00	00	48	40	00
4	45	00	00	49	10	12
от точки 4 до точки 5 граница участка проходит по утвержденной модифицированной срединной линии разграничения дна северной части Каспийского моря						
5	44	20	00	49	05	18
6	44	20	00	49	36	00
7	44	04	00	49	36	00
8	44	04	00	48	40	00
9	44	40	00	48	40	00
10	44	40	00	48	20	00

Верхняя граница – нижняя граница почвенного слоя, а при его отсутствии – граница земной поверхности и дна водоемов и водотоков.

Нижняя граница – кровля кристаллического фундамента.

Статус участка недр – горный отвод.

Площадь участка недр составляет 6971,32 км².

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по недропользованию

О.С. Каспаров



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Управление государственной регистрации юридических лиц и
индивидуальных предпринимателей департамента
муниципального имущества администрации Волгограда

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации юридического лица
ОКПО 00136202 № 1338

Настоящим свидетельствуется, что

**Общество с ограниченной ответственностью
"ЛУКОЙЛ - Нижневолжскнефть"**

зарегистрировано Администрацией Центрального
района 17 июня 1998г.

Номер в журнале регистрации 258

Место нахождения: Волгоград, Центральный р-он,
Комсомольская, д.16

Примечание: Новая редакция Устава № 323 от 30.05.2002 (реорганизация путем
присоединения
ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть", ООО "ЛУКОЙЛ-Саратовнефтедобыча",
ООО "Гео-Ас" (Протокол №1 от 22.05.2002г.))

Ответственный за
государственную
регистрацию

М.П.

Н.А.Кобзарева

(подпись)

Ф.И.О.

Форма № 1-1-Учет

Федеральная налоговая служба
СВИДЕТЕЛЬСТВО

**О ПОСТАНОВКЕ НА УЧЕТ РОССИЙСКОЙ ОРГАНИЗАЦИИ В НАЛОГОВОМ
ОРГАНЕ ПО МЕСТУ НАХОЖДЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Настоящее свидетельство подтверждает, что российская организация
Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть"

(полное наименование в соответствии с учредительными документами)

ОГРН **10423403432766**

поставлена на учет в соответствии с постановлением
Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2002 г.

(наименование, дата, №)

в налоговом органе по месту нахождения Инспекция Федеральной
налоговой службы № 3015 по району г. Астрахань

3015

(наименование налогового органа и его код)

и ей присвоен

ИНН/КПП **3444070534 / 301501001**

Свидетельство подлежит замене в случае изменения приведенных в нем сведений.

И.о. заместителя начальника инспекции

Колесникова З.В.



серия 30 №001139099

СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКЕ НЕДР

Расположение участка недр в административно-территориальном отношении:

Субъект Российской Федерации: российский сектор шельфа Каспийского моря.

Схема расположения участка недр приведена в приложении № 3 к настоящей лицензии.

Особо охраняемые природные территории в пределах участка отсутствуют.

Геологическая характеристика участка недр с указанием наличия месторождений (залежей) полезных ископаемых и запасов (ресурсов) по ним.

В соответствии с Государственным балансом полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2016 на участке недр учтены следующие запасы:

Объект учёта	Компонент	Ед. изм.	ABC ₁	C ₂	C ₃
им. Ю. Корчагина	нефть	тыс. т.	<u>82310 (геолог.)</u> 24219 (извлек.)	-	-
	газ (СВ+ГШ)	млн. куб. м.	43545	19437	-
	конденсат	тыс. т.	<u>2977 (геолог.)</u> 2454 (извлек.)	<u>1010 (геолог.)</u> 877 (извлек.)	-
170 км	нефть	тыс. т.	<u>9687 (геолог.)</u> 3875 (извлек.)	<u>16206 (геолог.)</u> 4535 (извлек.)	-
	газ (СВ)	млн. куб. м.	15612	12311	-
	конденсат	тыс. т.	<u>1447 (геолог.)</u> 709 (извлек.)	<u>818 (геолог.)</u> 556 (извлек.)	-
им. В. Филановского	нефть	тыс. т.	<u>301104 (геолог.)</u> 128304 (извлек.)	<u>1671 (геолог.)</u> 319 (извлек.)	-
	газ (СВ+ГШ)	млн. куб. м.	29761	75	-
	конденсат	тыс. т.	<u>1641 (геолог.)</u> 1364 (извлек.)	<u>4 (геолог.)</u> 3 (извлек.)	-
им. Ю.С. Кувыкина (в пределах лицензии ШКС 11386 НР)	нефть	тыс. т.	<u>4291 (геолог.)</u> 1717 (извлек.)	<u>11480 (геолог.)</u> 4592 (извлек.)	-
	газ (СВ)	млн. куб. м.	92304	110365	-
	конденсат	тыс. т.	<u>13511 (геолог.)</u> 7803(извлек.)	<u>17861 (геолог.)</u> 10187 (извлек.)	-
Ракушечное	нефть	тыс. т.	<u>129991 (геолог.)</u> 38039 (извлек.)	-	-
	газ (СВ+ГШ)	млн. куб. м.	34918	5105	-
	конденсат	тыс. т.	939 (геолог.)	122 (геолог.)	-

Приложение № 6 к лицензии ШКС 11386 НР

			832(извлеч.)	109 (извлеч.)-	
Хвалыинское	нефть	тыс. т.	<u>13038 (геолог.)</u> 1956 (извлеч.)	<u>228859 (геолог.)</u> 34329 (извлеч.)	-
	газ (СВ)	млн. куб. м.	166887	155462	-
	конденсат	тыс. т.	<u>12910 (геолог.)</u> 5928(извлеч.)	<u>10955 (геолог.)</u> 5241 (извлеч.)	-

В соответствии с Государственным балансом полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2016 на участке недр учтены следующие ресурсы:

Объект учёта	Компонент	Ед. изм.	ABC ₁	C ₂	C ₃
Склоновая структура	нефть	тыс. т.	-	-	<u>10290 (геолог.)</u> 4120 (извлеч.)
	газ	млн. куб. м.	-	-	-
	конденсат	тыс. т.	-	-	-
Южная структура	нефть	тыс. т.	-	-	<u>10460 (геолог.)</u> 4184 (извлеч.)
	газ (СВ)	млн. куб. м.	-	-	33534
	конденсат	тыс. т.	-	-	<u>4134 (геолог.)</u> 2523 (извлеч.)

Обзор работ, проведенных ранее на участке недр.

№ п/п	Государственный регистрационный номер	Дата государственной регистрации	Наименование объекта работ	Полезные ископаемые	Исполнитель	Сроки
1	№643м-15-673	17.11.2015	Анализ и обобщение геолого-геофизического материала, результатов исследования керна, шлама и пластовых флюидов по скважине №9-бис Ракушечная	УВС	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИ ПИморнефть»	1-4 квартал 2015 года
2	643м-15-639	17.08.2015	Оперативный подсчет геологических запасов углеводородов среднеюрского отдела месторождения им. Ю. Корчагина	УВС	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	I кв. 2014 г. - IV кв. 2016 г

Приложение № 6 к лицензии ШКС 11386 НР

3	643м-15-598	17.04.2015	Оперативный подсчет запасов УВС по результатам бурения скважины №11 Ракушечная месторождения им. В. Филановского	УВС	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	I кв. 2015 г. - III кв. 2016 г
4	643м-15-597	17.04.2015	Оперативный подсчет запасов УВС по результатам бурения скважины №9-бис Ракушечная на базе многовариантной реализации трехмерной геологической модели,	УВС	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	I кв. 2015 г. - IV кв. 2015
5	643м-14-460	22.04.2014	Подсчет запасов нефти, газа и конденсата по месторождению им. В. Филановского, ТЭО КИН, КИК	УВС	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»	I кв. 2014 г. - I кв. 2015

(не более пяти последних работ на основе сводного Государственного реестра работ по геологическому изучению недр, хранящегося в Российском Федеральном геологическом фонде по состоянию на 01.03.2016).

Сведения о действующих проектах работ по состоянию на 08.08.2016.

Этап освоения	Наименование проекта	Реквизиты документа	Начало работ	Завершение работ
Геологическое изучение (поиски и оценка)	нет	нет	нет	нет
Разведка месторождений	Комбинированный проект доразведки залежей углеводородов в нижнемеловых-верхнеюрских отложениях и поиск залежей углеводородов в нижележащих среднеюрских образованиях на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть» в акватории Каспийского моря	Росгеолэкспертиза № 018-02-16/2014 от 05.03.2014 г.	2013	2017
	Комбинированный проект доразведки залежей углеводородов в нижнемеловых-верхнеюрских	Росгеолэкспертиза	2014	2016

Приложение № 6 к лицензии ШКС 11386 НР

	отложениях и поиск залежей углеводородов в нижележащих среднеюрских образованиях в пределах Ракушечно-Широтной зоны поднятий на Северном лицензионном участке ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в акватории Каспийского моря	№ 026-02-16/2014 от 10.04.2014 г.		
	Проект на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 3Д в районе структур «Южная» и «Дружба» в пределах Северного лицензионного участка	Росгеолэкспертиза № 009-02-03/2015 от 27.05.2016 г.	2015	2018
Разработка месторождения и иное	Технологическая схема разработки нефтегазоконденсатных залежей месторождения им. Ю. Корчагина	Протокол ЦКР №5609 от 28.03.2013 г.	2013	2072
	Технологическая схема разработки месторождения им. В. Филановского, им. Ю.С. Кувькина, 170 км, Ракушечное	Протокол ЦКР №6227 от 17.09.2015 г.	2016	2134
	Технологическая схема разработки Хвальинского месторождения	Протокол ЦКР №4371 от 28.08.2008 г.	-	-

Сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр, по сведениям, отраженным в Государственном балансе запасов по состоянию на 01.01.2016:

Объект учёта	Компонент	Ед. изм.	Накопленная добыча	Добыча за 2015 г.
Месторождение им. Ю. Корчагина	нефть	тыс.т.	5422	1591
	газ	млн.м ³	5487	1655
	кондесат	тыс.т.	260	72

**ПЕРЕЧИСЛЕНИЕ ПРЕДЫДУЩИХ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ ДАННЫМ
УЧАСТКОМ НЕДР**

№ №	Пользователь недр	Серия, номер, вид лицензии	Дата предостав- ления	Основание предоставления	Дата прекраще- ния действия	Основание прекращения
1.	ОАО «ЛУКОЙЛ»	ШКС 10608 НР	07.04.1998	Распоряжение Министерства Природных Ресурсов	25.09.2002	Переоформле- ние
2.	ООО «ЛУКОЙЛ- Астраханьморне фтегаз»	ШКС 11300 НР	25.09.2002	статья 17.1 Закона Российской Федерации «О недрах»	22.01.2003	Переоформле- ние

Приложение № 8 к лицензии ШКС 11386 НР

КРАТКАЯ СПРАВКА О ПОЛЬЗОВАТЕЛЕ НЕДР

Полное наименование юридического лица	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»
Сокращенное наименование юридического лица	ООО «ЛУКОЙЛ-НВН»
Адрес местонахождения	414000, г. Астрахань, ул. Адмиралтейская, дом.1, корп.2
ОГРН	1023403432766
ИНН	3444070534
КПП	997150001
Электронный адрес (e-mail)	-
Представитель, должность	Генеральный директор
Представитель, ФИО	Ляшко Николай Николаевич

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 20 09 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, котлонадзору, ГТС и тепловым энергоустановкам

Власюк Андрей Владленович – главный гос.инспектор Астраханского отдела по строительному надзору, котлонадзору, 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, котлонадзору, 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:

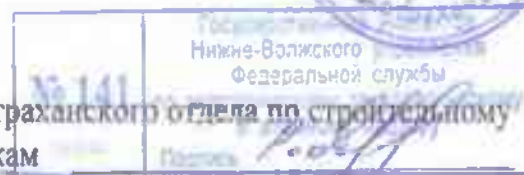
Басов Дмитрий Александрович – инженер – инспектор РМРС

Ильичев Сергей Александрович – старший инженер-инспектор РМРС



Представители Ростехнадзора:

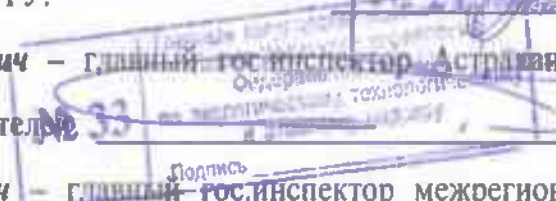
Родионов Алексей Владимирович – гос.инспектор Астраханского отдела по строительному надзору, котлнадзору, ГТС и тепловым энергоустановкам



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



57-4305 08.06.2011

Заместителю руководителя Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору

Родиновоу СГ

РОСТЕХНАДЗОР

ЭКСПЕДИЦИЯ

11.53

10.06 2011 г.

Принял *Алимова*

О направлении проектной документации

Уважаемая Светлана Геннадьевна,

31/06/11/уе

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., дисперсионной 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)**

Per. № 14-ПД-(Д) 1459-2011



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».

Каштанов 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»  Лaktion 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. Зузлову

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



8

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

РАЗРЕШЕНИЕ

№ РРС 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

АН 027947



9

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

РАЗРЕШЕНИЕ

№ РРС 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. Ферাপонтов



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:

а Идентификационный номер ИМО ² IMO number ²	б Сигналы опознавания (Identification of the ship station)			с 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 CP, CO The category of dispatch ³				
д Оборудование Equipment	е Тип Type	и Мощность, кВт Power, kW	к Класс излучения Class of emission	л 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 кмп. 25,0 в кмп.	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



000024

инженер П. В. Кривошеина 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	Gi=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]* И.И. Урашова & С.