

ПАО «ЛУКОЙЛ»

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

Организация-заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ:

ПРОЕКТ № 774

на бурение (строительство) поисково-оценочной
скважины №7 Хвалынская, месторождение «170-км»

Договор № 21V0778/21M0200

Раздел 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ТОМ 1

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»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ:

ПРОЕКТ № 774

на бурение (строительство) поисково-оценочной
скважины № 7 Хвалынская, месторождение «170-км»

Договор № 21V0778/21M0200

Раздел 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1

Начальник отдела проектирования
строительства скважин на море и на суше

« _____ » _____ 2023 г.



Д. А. Овчинников

Волгоград 2023

СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

№№ тома	Шифр	Описание	Разработчик
1	21V0778/21M0200	Раздел 1. Пояснительная записка	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ- Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»
2		Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
3		Раздел 3. Объемно-планировочные и архитектурные решения	
4		Раздел 4. Конструктивные решения	
		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. «Проект № 774 на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины № 7 Хвалынская, месторождение «170-км»»		
6	Раздел 7. Проект организации строительства		
	-	Раздел 8. Мероприятия по охране окружающей среды	АО «ВолгоградНИ- ПИнефть»
7		Часть 1. Пояснительная записка	
8		Часть 2. Приложения	
9	21V0778/21M0200	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ- Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»
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 скважины	Согласно Заявлению о проведении госэкспертизы, на рассмотрение не представлена
Иная документация, предусмотренная Федеральными законами			
11		Раздел 13б.1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.	АО «ВолгоградНИ- ПИнефть»

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

Главный инженер проекта



А.И. Сухарьков

«___» _____ 2023 г.

Нормоконтроль, СНС

Т.В. Мельникова

«___» _____ 2023 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

РАЗДЕЛ 1. 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.....	11
1.5. Сведения об отводимом участке акватории.	12
1.6. Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.	12
1.7. Сведения о магистральных дорогах и водных путях	12
1.8. Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин.....	14
1.9 Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважин.....	15
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	24
Приложение 1. Техническое задание на проектирование	25
Приложение 2. Ситуационный план	65
Приложение 3. Лицензия МПР России ШКС № 11386 НР от 22 января 2003г.	66

РАЗДЕЛ 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Проектная 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».

Проектная документация «Проект № 774 на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины № 7 Хвалынская, месторождение «170км» (далее, ПД «Проект № 774») включает в себя Разделы с 1 по 10 и 10¹ согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87. Сведения и решения по бурению скважины, применяемому оборудованию, используемым материалам и их количестве изложены в Томе 5. Подраздел 5.6 «Технологические решения. Проект № 774 на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины № 7 Хвалынская, месторождение «170км»» (далее том 5 «Проект»).

Бурение проектной скважины планируется с самоподъемной буровой установки (СПБУ) «Астра», оборудованной буровым и технологическим комплексом. ПД «Проект № 774» разработана на строительство поисково-оценочной скважины № 7 Хвалынская, цель которой – изучение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в верхнеюрских отложениях и оценка их промышленной значимости.

Геолого-технический наряд (ГТН), Наряд на производство буровых работ, Расчет времени на крепление скважины и инженерные расчеты изложены в Приложениях к Тому 5 «Проект № 774».

1.1. Основание для проектирования

Основанием для разработки комплектов проектно-сметной документации являются следующие документы:

1. 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.;
2. Результаты бурения: скважин №1 Хазри, №№1, 3, 4 Хвалынские, №№1, 2 Сарматские, №№1 и 2 Зап.Сарматские, № 1 Центральная, № 1 Палеоволга, № 21 Димитровского месторождения Дагестана, других скважин на западном побережье Каспийского моря (Месторождения Дмитровское, Махачкала-Тарки);
3. Горноотводной акт № НГ-34-139 от 19.10.2017 г., срок действия до 31.12.2199 г.;
4. Отчет о поисковых сейсмических работах 2Д на участке «Северный» в акватории Каспийского моря. ООО «Сервисная Компания ПетроАльянс»;
5. Протокол ГКЗ от 15.12.2020 года № 6566;

6. Протокол № АШ-19п от 19.05.2021 г;
7. Паспорт Актива месторождение «170 км»;
8. Техническое задание на разработку проектной документации: «Проект № 774 на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины № 7 Хвалынская, месторождение «170-км», утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть» А.В. Усенковым, г. Астрахань, 2021 г;
9. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» - член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс» (СРО-П-113-12012010) регистрационный номер в реестре членов СРО №147 Решение о приеме в члены СРО (дата, номер) – 21.02.2011, №18. Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации: отсутствуют.

1.2 Исходные данные для проектирования.

Бурение проектной скважины № 7 Хвалынская месторождения «170-км», расположенной в Российском секторе Каспийского моря, будет осуществляться с самоподъемной буровой установки (СПБУ) «Астра». В состав СПБУ «Астра» входят: корпус основания, главная палуба, машинная палуба, жилой комплекс, вертолетная палуба, буровая установка и комплект общесудовых систем и механизмов.

Самоподъемная буровая установка (СПБУ) международного класса ABC+A1 была построена в 1983 году в Японии и классифицирована ABS как соответствующая международным морским правилам (включая природоохранные) IMO - MODU CODE 1979, MARPOL, SOLAS.

До 1996 года СПБУ работала на месторождениях в Персидском заливе. Бывшее название судна - «Marawah», с 01.02.99 судно переименовано и зарегистрировано как «Астра».

В 1997 году СПБУ была транспортирована в Финляндию, разрезана на три части, обработана химреагентами и по внутренним водным путям переправлена в Астрахань, где на судостроительном заводе «Красные Баррикады» была выполнена сборка и модернизация СПБУ.

В процессе модернизации на СПБУ был выполнен монтаж оборудования в соответствии с требованиями российских надзорных органов. Модернизация СПБУ была закончена в мае 1999 г. (Разрешение Ростехнадзора РФ на применение № РРС 00-26845 от 09.11.2007г.).

Управлением Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Астраханской области выдано судовое санитарное свидетельство на право плавания СПБУ (№ 366 от 22.08.14).

Класс опасности производственного объекта определен в соответствии с Приложением 1 к Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ и соответствует III кл. опасности.

Класс опасности производственного объекта (площадка буровой установки (СПБУ «Астра»)) определен в соответствии с Приложением 1 к Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ при регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов и соответствует III кл. опасности (Свидетельство о регистрации А38-03158, выдано Нижне-

Волжским управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 10 июля 2014г.).

Конструкция СПБУ выполнена с учетом требований обеспечения «нулевого сброса», то есть исключения всех видов сброса вод в море, за исключением сброса нормативно-чистых сточных вод (возвратной морской воды от опреснительной установки; воды из внешних контуров системы охлаждения оборудования; возвратной морской воды от РЗУ).

Исходные данные для проектирования бурения (строительства) скважины изложены в Техническом задании на разработку проектной документации «Проект № 774 на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины №7 Хвалынская, «170 км», утв. Генеральным директором ООО «ЛУКОЙЛ- Нижневолжскнефть» А.В. Усенков, г. Астрахань, 12.05.2021 г. Обзорная схема района работ - Рисунок 1.

При разработке проектной документации были использованы материалы инженерных изысканий на площадке бурения (строительства) проектной скважины на площадке № 7 Хвалынская:

- ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ о результатах морских инженерно-геологических изысканий на площадке № 7 Хвалынская в Каспийском море, ООО «Моринжгеология», Астрахань, 2021г. (в четырех частях);
- НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ по теме: «ИНТЕРПОЛЯЦИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И ИНЖЕНЕРНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ В РАЙОНЕ БУРЕНИЯ (СТРОИТЕЛЬСТВА) РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ №7 ХВАЛЫНСКАЯ», ООО НИИ «Южморэкология», Астрахань, 2021г. (в 2 томах).

Исходные данные для разработки проектной документации на бурение (строительство) проектной скважины изложены в «Техническом задании на разработку проектной документации "Проект № 774 на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины № 7 Хвалынская, месторождение «170-км», утвержденном первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» А.В. Усенковым, г. Астрахань, 2021г.

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

1.3. Сводные технико-экономические данные

На шельфе Каспийского моря в пределах лицензионного участка «Северный» сейсморазведочными работами МОГТ СК, проводимыми ООО «СК ПетроАльянс» в 1996-1998 гг., была выявлена положительная структура «170-км». В 1998 г. структура была подготовлена по отражающим горизонтам, приуроченным к юрско-меловым терригенным отложениям.

Структура представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания с размерами 40-42 км² по меловым отложениям, 78 и 75 км² – по юрским отложениям. Амплитуда варьирует в пределах 42-113 м. С целью поисков и оценки залежей углеводородов, уточнения структурного плана, изучения ФЕС, характера насыщения, уточнения положения флюидных контактов (ГВК, ВНК, ГНК), подсчетных параметров нижнемеловых и верхнеюрских отложений, структура «170-км» была рекомендована под поисково-оценочное бурение.

Бурением скважины 3-Хвалынской подтверждено наличие нефтяных и газоконденсатных залежей промышленного значения в средне-верхнеюрских и нижнемеловых отложениях. Скважина 3-Хвалынская стала первооткрывательницей месторождения «170-км».

Нефтегазоконденсатное месторождение Хвалынское открыто в 2000 г., в результате испытания скважины 1-Хвалынской, в которой из отложений верхней юры был получен промышленный приток газа с конденсатом. В скважине 4-Хвалынская, пробуренной на одноименном месторождении, в результате испытаний были выявлены нефтяные и газоконденсатные залежи промышленного значения в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях.

Таким образом, по результатам бурения скважин 1, 3 и 4 Хвалынские подтверждена промышленная газоносность альбских и титонских отложений: пласты K1al-I и K1al-II, K1nc, J3tt-I.

Скважина 3-Хвалынская (м-е «170-км») открыла крупную залежь нефти в титонских отложениях – пласт J3tt-II. В скважинах 1 и 4 Хвалынские одноименный пласт характеризуется как неколлектор (по интерпретации ОПЗ). Бурение скважины 7-Хвалынская позволит проследить распространение/отсутствие коллектора пласта J3tt-II.

Скважина № 7 Хвалынская закладывается на западной периклинали месторождения «170-км». Скважиной планируется вскрыть четвертичные, неогеновые, палеогеновые, меловые и верхнеюрские отложения. Проектная глубина скважины – 3150 м, проектный горизонт – кимериджский ярус (J3km). Скважина – вертикальная. В связи с геологической неопределенностью разреза, возможно отклонение от проектной глубины, возможная вариативность протяженности ствола скважины +/- 150 метров, при этом проектный горизонт остается неизменным.

Согласно горно-геологическим условиям, анализа данных по ранее пробуренным скважинам, проектного разреза и составленного графика совмещенных давлений разработана конструкция скважины, позволяющая безопасное вскрытие всех стратиграфических комплексов с выполнением поставленных геологических задач (табл. 1).

Проектная продолжительность цикла строительства скважины, сут.	141,6
Проектная скорость бурения, м/ст.мес	1205

Ориентировочная дата начала проведения работ по бурению (строительству) скважины № 7 Хвалынская («170-км») – 2024г.

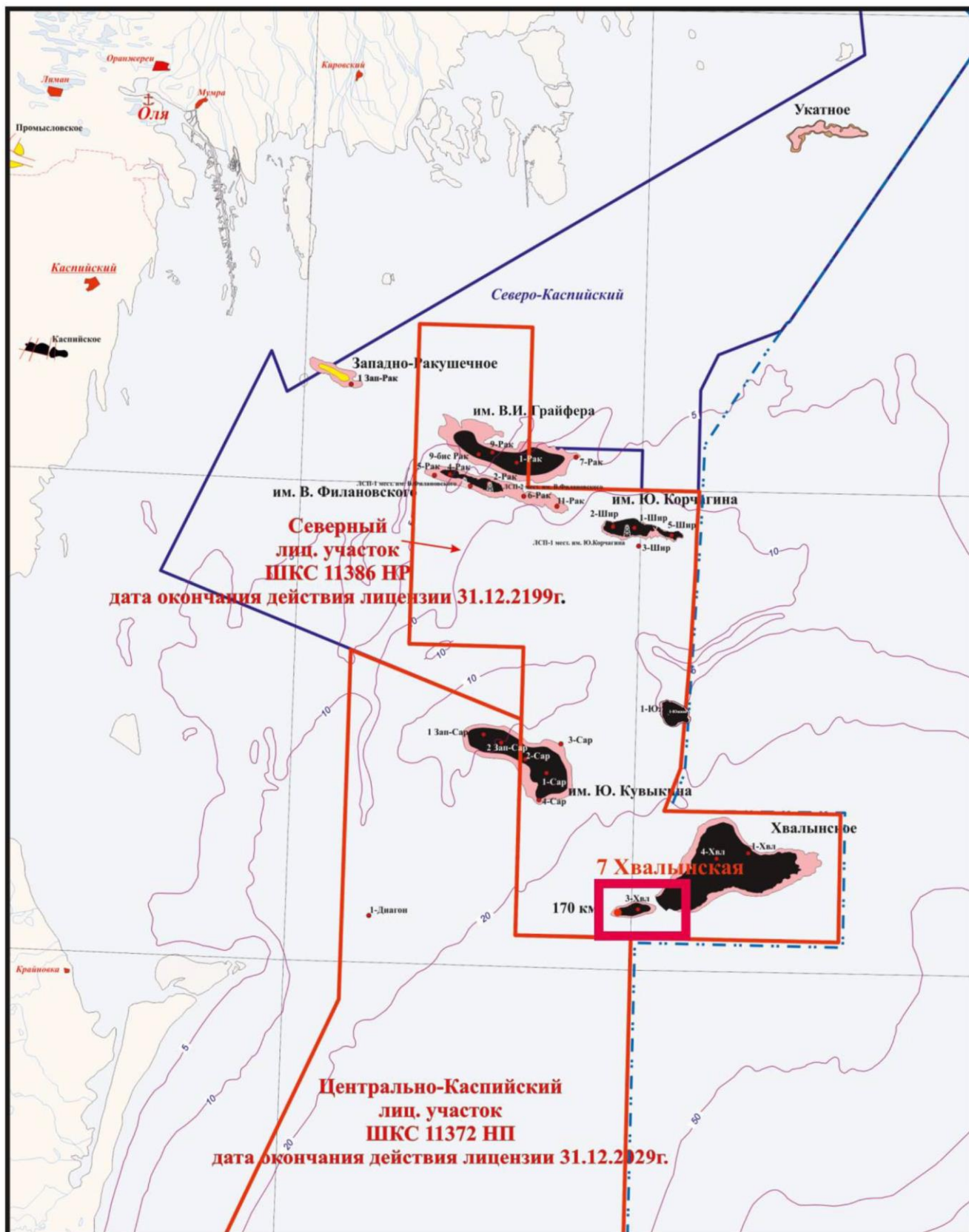


Рисунок 1 - Обзорная схема района работ

Предусматривается 2 варианта использования промывочных жидкостей при бурении проектной скважины – бурение на растворе на углеводородной основе (РУО) и бурение на растворе на водной основе (РВО) и РУО.

1 вариант – бурение скважины до финального забоя на растворе на минеральной основе (РУО) – на инвертной эмульсии (0-3150м);

2 вариант – бурение скважины в интервалах 150-362м и 2964-3150м (до финального забоя) – на растворе на водной основе (РВО) – на высокоингибирующем полимеркалийевом растворе и в интервале 362-2964м на буровом растворе на инвертной эмульсии (РУО).

По-интервальные плотности бурового раствора для каждого из вариантов идентичны.

Проектная конструкция скважины приведена в табл. 1. Конструкция разработана на основании анализа возможных осложнений при проводке скважины с учётом горно-геологических условий и графика совмещенных давлений.

Строительство скважины планируется осуществлять с плавучей самоподъемной буровой установки (СПБУ) «Астра» класса АВС + А1, модернизированной в 1998г и отвечающей требованиям Российского «Ростехнадзора».

Техническая характеристика буровой установки, входящей в состав СПБУ соответствует конструкции скважины, технологическим процессам, заложенным в проекте, а также глубине моря.

В состав СПБУ «Астра» входят: главная палуба, корпус, жилой комплекс, буровая вышка и комплект общесудовых систем и механизмов. Техническая характеристика буровой установки соответствует конструкции скважины, технологическим процессам, заложенным в проекте, а также глубине моря.

Платформа представляет собой несамоходную баржу длиной 53,04м, шириной 53,6м и высотой 5,49м, с восьмиугольной 19,1х24,3 метровой консольной вертолетной палубой. На главной палубе расположены стеллажи для труб, емкости бурового раствора, площадки для вибросит, оборудование для испытания скважины и цементировочная установка, емкости для барита и цемента, а также жилой блок. Нижняя палуба включает склад химреагентов, машинное отделение, вспомогательные помещения, ГРЩ, механическую и электромастерские, склад и насосную станцию. Вкладные емкости используются для хранения питьевой, морской и буровой воды, горючего. Три опоры ферменного типа треугольного сечения длиной 67,5м передают нагрузку платформы на башмаки. Консоль и портал буровой площадки имеют гидравлические механизмы перемещения. Стволовая часть устьевого оборудования включает придонную подвеску, колонную головку, превенторную сборку, дивертор.

На борту СПБУ возможно одновременное пребывание 74 человек (экипаж СПБУ, буровая бригада, вспомогательный и технический персонал, персонал для проведения геофизических и испытательных работ и т.д.).

Работа персонала предусматривается вахтовым методом в две смены: одна вахта находится на борту платформы, вторая вахта отдыхает на берегу. Режим учитывает специфику про-

изводства: круглосуточный – в 2 смены продолжительностью по 12 часов в сутки со скользящим графиком перерыва в течение 45 минут. Смена вахт – через 15 суток.

Продолжительность вахтовой смены на СПБУ устанавливается отраслевым соглашением с учетом режима работы с ненормированным рабочим днем.

Согласно горно-геологическим условиям, анализа данных по ранее пробуренным скважинам, проектного разреза и составленного графика совмещенных давлений разработана конструкция скважины, позволяющая безопасное вскрытие всех стратиграфических комплексов с выполнением поставленных геологических задач. Общие сведения о конструкции скважины, сведения об отводимом участке акватории приведены, размер отводимого во временное пользование участка акватории, источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов приведены в таблицах 1, 2, 3, 4.

Общая продолжительность строительства скважины составляет 141,6 сут.

Коммерческая скорость строительства скважины составляет 1205 м/ст.мес.

Ориентировочная дата начала бурения (строительства) скважины – 2024 г.

1.4. Общие сведения о конструкции скважин

Таблица 1 - Общие сведения о конструкции 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	
		<i>по вертикали</i>			<i>по вертикали</i>	1 вариант		2 вариант
		от (верх)	до (низ)					
Водоотделяющая (направление, забивное)*	762	0	150	не цементируется	Морская вода** / Вязкие пачки	Морская вода** / Вязкие пачки	1020/ /1180	
Кондуктор	508	0	362	58,8	Инвертно-эмульсионный	Высокоингибирующий полимеркалийевый	1230-1250	
Промежуточная	339,7	0	1910	58,8		Инвертно-эмульсионный	1280-1330	
Эксплуатационная	244,5	0	2964	1410		1240		
Потайная колонна - "хвостовик"	177,8	2714	3150	2714		Высокоингибирующий полимеркалийевый	1210	

Примечание:

1. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй в виде материалов и химреагентов для его оперативного приготовления. Иметь на буровой запас материалов и химреагентов, в т.ч. нейтрализующих сернистый водород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины.
2. Водоотделяющая колонна (0-150м) зачищается морской водой с периодической прокачкой вязких бентонитовых пачек объемом по 20м³ (в условиях преобладания крупного глинистого шлама – 2р. на свечу, в условиях преобладания песчаного шлама – по окончании каждой свечи перед наращиванием) с последующим переводом скважины на инвертно-эмульсионный буровой раствор без приостановки зачистки (расход морской воды учтен в таблице 7.6 тома 5 раздела 6.).
3. Предусмотреть контроль наличия сероводорода в промывочной жидкости (контроль сульфидов железа, контроль состава газа сепарации).
4. В связи с геологической неопределенностью разреза, возможно отклонение

1.5. Сведения об отводимом участке акватории.

Сведения об отводимом участке акватории, размер отводимого во временное пользование участка акватории представлены в таблицы 2, 3.

Таблица 2 - Сведения об отводимом участке акватории

Наименование	Значение (текст, название, величина)
Рельеф местности (дна) Состояние местности Категория грунта	Пологий - глубина моря 28,8м шельф Каспийского моря. Донный раковинный грунт, песок с включениями ракуши. Переслаивание супесей, суглинков, песка и глин.

Таблица 3 - Размер отводимого во временное пользование участка акватории

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
Обеспечение постановки СПБУ на точку и возможности работы в районе транспортно-буксировочными судами (ТБС) с вытравленными якорь-цепями. Обеспечение безопасности мореплавания.	Устанавливается защитная зона в радиусе 1 морской мили от буровой установки	- Конвенция ООН по морскому праву 1982 г. Ст. 60; - Федеральный закон «О континентальном шельфе» Российской Федерации Глава IV ст. 16.

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 4.

1.7. Сведения о магистральных дорогах и водных путях

Для транспортировки материалов и оборудования используется речной путь (канал Бахтемир) от п. Ильинка до п. Оля, далее морской путь до ЛСП (включая путь по Волго-Каспийскому каналу). Общая протяженность пути доставки грузов на СПБУ составляет 330 км (178 миль). Для доставки обслуживающего персонала на буровую (вертолетом) используются воздушные пути. Расстояние от Астрахани до буровой 182 км (Рисунок 2 - Схема транспортных связей).

Примечания: Миля морская = 1,85325км.

Таблица 4 - Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км/миль	Хар-ка водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
<p>Водоснабжение: для бурения питьевая для бытовых нужд</p> <p>Энергоснабжение:</p> <p>Связь:</p>	<p>Забортная вода п. Ильинка забортная вода через опреснительную установку</p> <p>От 4-х генераторов "САТО"; U=600 В; 1385 А Привод генераторов от 4-х дизелей D-3512 Caterpillar Аварийный дизельгенератор Caterpillar 3412 TA</p> <p>Система спутниковой связи, предусматривающая удаленный мониторинг процесса бурения и экологии - ПВ/КВ приемо-передающая установка на частоте 2187кГц и центр. изб. вызовом на 2182кГц - УКВ радиостановки с цифр. Standard Horizon избир. вызовом на канале 70 - носимые УКВ радиостанции</p>	<p>330</p> <p>-</p>	<p>погружные насосы суда обеспечения погружные насосы</p> <p>INMARSAT ГЛОНАСС и GPS</p> <p>SAILOR или др.</p> <p>ICOM IC</p>

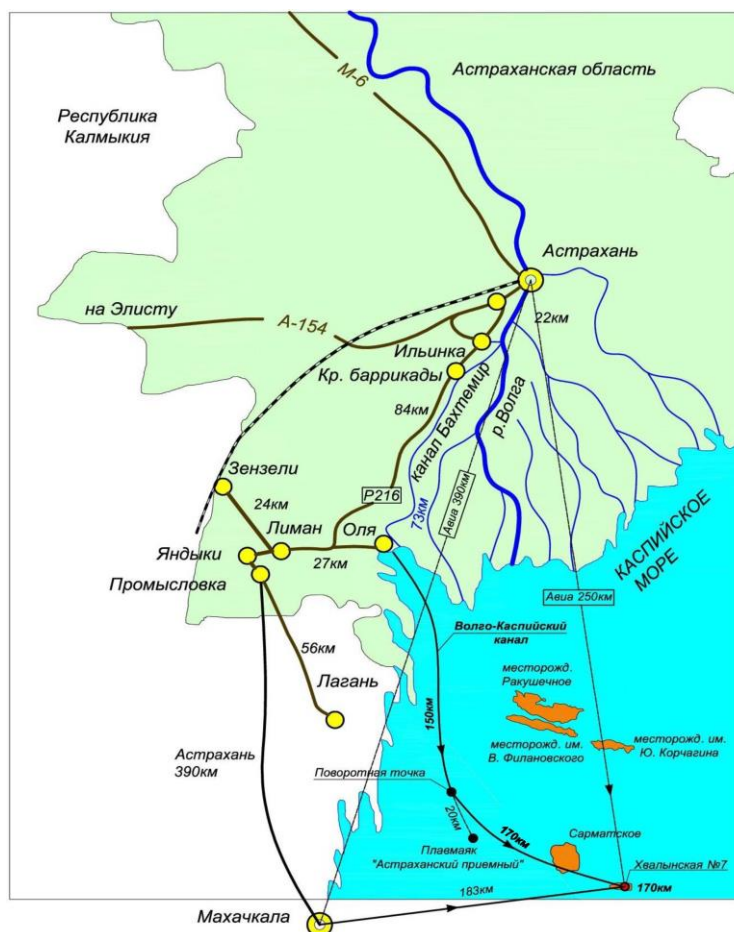


Рисунок 2. Схема транспортных связей

1.8. Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин

Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин

Наименование	Единица измерения	Расход		Примечание
		1 вариант	2 вариант	
		Бурение на РУО	Бурение на РВО + РУО	
Техническая вода (приготовление технологических жидкостей для бурения скважины), (в т.ч., морская вода на выбуривание)	м ³	770,5*	1283,5*	при бурении (выбуривании), креплении, испытании, ликвидации
	м ³	160		(выбуривание)
ГСМ (дизельное топливо и моторное масло)	кг	298 865		
Материалы и химреагенты	т	1 945,5	1294,9	При бурении с учетом аварийного запаса
		382,4		при креплении скважины
		45,4		при испытании скважины
		24,3		при ликвидации скважины со спуском хвостовика
		24,6		при ликвидации скважины без спуска хвостовика
Трубы бурительные (ТБИ, ТБТ), УБТ, НКТ	т	473,73		
Обсадные трубы	т	597,4		

Примечание:

1 вариант - Бурение на инвертно-эмульсионном буровом растворе (0-3150м);

2 вариант - Бурение на инвертно-эмульсионном буровом растворе (362-2964м) и бурение на высокоингибирующем полимеркалийном буровом растворе в интервалах 150-362м и 2964-3150м;

1. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй в виде материалов и химреагентов для его оперативного приготовления. Иметь на буровой запас материалов и химреагентов, в том числе нейтрализующих сернистый водород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины

2. * водоотделяющая колонна (0-150м) зачищается морской водой с периодической прокачкой вязких бентонитовых пачек объемом по 20м³ (в условиях преобладания крупного глинистого шлама – 2р. на свечу, в условиях преобладания песчаного шлама – по окончании каждой свечи перед наращиванием) с последующим переводом скважины на инвертно-эмульсионный буровой раствор без приостановки зачистки.

3. При бурении интервалов 150-362м и 2964-3150м возможно использование бурового раствора на водной основе по решению Заказчика.

4. Предусмотреть контроль наличия сероводорода в промывочной жидкости (контроль сульфидов железа, контроль состава газа сепарации) 5. Указанные в проектном буровом растворе химреагенты могут быть заменены на химреагенты с аналогичными свойствами и назначением иного производителя, при условии обеспечения ими заданных проектных параметров бурового раствора и наличия у химреагентов-аналогов сведений по ПДК для водного объекта рыбохозяйственного назначения (морской воды).

5. В случае изменения рецептуры бурового раствора (применение реагентов-аналогов) необходимо проведение тестирования бурового раствора с привлечением специализированной организации, имеющей подтверждающие документы на проведение таких работ.

6. Перед обработкой буровых растворов на углеводородной или синтетической основе оксидом цинка (нейтрализатора сероводорода) необходимо провести пробное испытание реагента, поскольку его применение может потребовать увеличения расхода эмульгаторов и смачивающих агентов. Расход нейтрализатора сероводорода уточняется сервисной компанией в зависимости от типа применяемого реагента и результатов его пробного испытания перед применением.

1.9 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 использованием 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 Межгосудар-

- ственным 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 керна 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 CM-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. Приказом 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. Приказом 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. Приказом 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. Приказом 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.

125. Справочные и информационные материалы:
126. 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.
127. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. Москва 1996г.
128. Типовые нормы времени на промыслово-исследовательские работы (исследование нефтяных и нагнетательных скважин) М.: ВНИИОЭНГ, 1989г.
129. 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.
130. Сметные нормы времени на промыслово-геофизические исследования в скважинах, утв. Министерство нефтяной промышленности СССР 10.04.1984.
131. Инструкция по расчету насосно-компрессорных труб. АООТ «ВНИИТнефть». Госгортехнадзор России 09.07.98 №10-03/356.
132. 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.
133. Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию., М., “Недра”, 1983 г.- 429 с.
134. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, исправленное и дополненное. – СПб.: Издательство ВСЕГЕИ, 2019. – 96 с.
135. Методические указания по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов. М., ВНИГНИ, 1983.
136. 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.

ПРИЛОЖЕНИЯ

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


УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
А.В. Усенков
07 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку проектной документации:
«Проект № 774 на бурение (строительство) поисково-оценочной
скважины № 7 Хвалынская, месторождение «170-км»


«СОГЛАСОВАНО»

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


С.Ю. Шгунь
«23» 06 2021г.


«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель руководителя
Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми


Р.А. Шадчнев
«23» 06 2021г.


«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель генерального
директора по бурению
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»


В.Ф. Звягин
«23» 06 2021г.

«СОГЛАСОВАНО»

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


И.В. Шилов
«23» 06 2021г.

г. Астрахань 2021 г.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
1	Категория скважины	Поисково-оценочная
2	Номер скважины строящейся по данному проекту	№ 7
3	Площадь	Месторождение «170-км»
4	Расположение (суша, море)	Море. Северная часть акватории Каспийского моря.
5	Цель бурения и назначение скважин	Изучение геологического строения и выявление залежей нефти и газа в верхнеюрских отложениях и оценка их промышленной значимости
6	Проектный горизонт	Кимериджский ярус
7	Проектная глубина	3150 м. В связи с геологической неопределенностью разреза, возможно отклонение от проектной глубины. Возможная вариативность протяженности ствола скважины +/- 150 метров, при этом проектный горизонт остается неизменным.
8	Число объектов испытания: В колонне В открытом стволе	2 ГДК – 60 точек, ОПК – 12 проб
9	Вид скважин	Вертикальная
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. В районе месторождения «170-км» отложения палеоген-неогенового возраста имеют моноклиальное залегание с запад-юго-западным простиранием, захватывая далекую периклиаль одноименного Хвалынского месторождения. Климат – резко континентальный, среднегодовая температура воздуха +3,7 °С, среднегодовое количество осадков 140 мм, рельеф местности (дно моря)- пологий, глубина моря в точке бурения ~ 28,8 м
12	Геолого-техническая информация	Приложения № 2-16 В процессе разработки проекта учесть фактические данные по Хвалынским, Сарматским и Западно-Сарматским скважинам.
13	Требования к конструкции скважины	Водоотделяющая колонна (забивное направление) 762 мм х 150 м; - кондуктор 508 мм х 362 м (ВПЦ - до дна моря); - промежуточная колонна 339,7 мм х 1910 м (ВПЦ - до дна моря); - эксплуатационная колонна 244,5 мм х 2964 м (ВПЦ - до 1410 м); - хвостовик 177,8 мм на глубину 2714-3150 м (ВПЦ по всей длине). <i>Примечания:</i> 1. <i>Предусмотреть бурение скважины на инвертной эмульсии.</i> 2. <i>Предусмотреть возможность бурения интервала от 2964 м до финального забоя, с использованием бурового раствора на водной основе.</i>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
		3. Конструкция скважины предварительная и может быть уточнена в процессе проектирования
14	Перечень интервалов подлежащих испытанию и опробованию в процессе бурения, в открытом стволе (при наличии нефтегазонасыщенных коллекторов).	В открытом стволе при наличии газопоказаний в интервале: 2964-3150 м – ГДК – 60 точек, ОПК – 12 проб (по решению Заказчика)
15	Испытания в эксплуатационной колонне (снизу вверх):	В колонне: I объект 3075-3094 м; II объект 3014-3046 м Примечание: интервалы перфорации уточняются по результатам ГИС и согласовываются с Заказчиком.
16	ГТИ	В интервале 150-3150 м
17	Геофизические работы	Полный комплекс ГИС. (Изменения и дополнения по решению Заказчика)
18	Типы испытателя пластов	ОПК (МДТ)
19	Тип перфоратора	перфоратор типа НДР на НКТ и/или на кабеле.
20	Объем и интервалы отбора керна	3010-3046 = 36 м; 3070-3106 = 36 м; 3141-3150 = 9 м.
21	Радиус круга допуска	50 м (уточняет Заказчик)
22	Объем подготовительных работ к строительству скважин	Инженерно-геологические изыскания в месте установки СПБУ, установка СПБУ на точку бурения.
23	Тип буровой установки при бурении и освоении скважины в колонне.	Выбор СПБУ осуществляется в соответствии со скважинными условиями на этапе подготовки ПСД. Стандартная буксировка, постановка на точку бурения.
24	Условия Заказчика по составу и характеристике буровой установки и ПВО.	Штатный комплект бурового оборудования и ПВО, отвечающего требованиям ФНП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534. Обеспечение нулевого сброса. Предусмотреть использование ПВО в сероводородостойком исполнении.
25	Источники электро-, газо-, тепло-, водоснабжения, связи и местных материалов	Дизель-электрическая энергетическая установка СПБУ. Питьевая вода база ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в п. Ильинка. Техническая вода - морская вода. Опреснительная установка СПБУ. Указать ежесуточный расход пресной технической воды. На СПБУ обеспечена двусторонняя спутниковая связь.
26	Транспортная схема и виды применяемого транспорта, включая спецтранспорт, тарифная группа судов, характеристики дорог и подъездных путей, наличие аэродромов, вертолётных площадок.	Суда обеспечения: СО «Буми Урай», СО «Буми Покази». Многоцелевое спасательное судно "Эйрон". Железнодорожный и автотранспорт до п. Ильинка (КТПБ Ильинка). Аэропорт г. Астрахань для вертолётных перевозок.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
27	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); во время зимнего периода г. Махачкала. Специализированный подрядчик по комплексному виду сервисных работ: ГИС, ГТИ, ПВР, испытание, цементирование, буровые растворы, долота, отбор керна, спуск колонн.
28	Требования по механизации и автоматизации технологических процессов, а также наличие средств контроля за процессом бурения и диспетчеризации	Предусмотреть: Удаленный мониторинг бурения: <ol style="list-style-type: none"> 1. Стандартный пакет услуг ГТИ. 2. Спутниковый канал связи. 3. Интернет. 4. Веб-интерфейс. 5. Электронная система отчетности супервайзеров (геолога/технолога). 6. Видео регистрация с формированием видеоархива для передачи информации в Ростехнадзор.
29	Разработка мероприятий по охране окружающей среды	Требуется* Изготовить буклеты для проведения общественных слушаний.
30	Разработка мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Требуется*
31	Разработка оценки степени риска и мероприятий по снижению степени риска при строительстве скважин.	Требуется 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 скважин.
32	Разработка раздела консервации и ликвидации скважин.	Требуется Разработать раздел «Ликвидация/консервация скважины». Предусмотреть возможность консервации скважины с целью дальнейшего использования скважины при эксплуатации месторождения.
33	Дополнительные требования к проектной документации:	
	1.Раздел «Архитектурные решения»	Не требуется
	2.Раздел «Энергоэффективность»	Не требуется
	3.Разработка раздела «Проект Организации строительства»	Требуется. Разработать Раздел 6 «Организация строительства» в составе «Общей пояснительной записки»
34	Уровень степени сейсмической опасности для зданий (сооружений) (п.1.3 СНиП II-7-81 «Строительство в сейсмических районах»).	Карта С ОСР-2015
35	Стадийность ПСД	Проектная документация
36	Вид строительства	Новое

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
37	Класс опасности опасного производственного объекта	II класс опасности, ОПО со средней опасностью
38	Уровень ответственности в соответствии со ст. 4 Федерального закона от 30.12.2009г. №ФЗ-384	Повышенный
39	Организация заказчик	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
40	Проектная организация	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермьНИПИнефть» в г. Перми

Примечание: * - Разделы «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» и «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» разрабатываются организацией, выбранной Заказчиком по отдельному договору.

Приложение:

1. Основание для 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 Нефтеносность по разрезу скважины.
 - 4.2 Газоносность по разрезу скважины.
 - 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 Нефтегазоводопрооявления.
 - 6.3 Прихватоопасные зоны.
 - 6.4 Текучие породы.
 - 6.5 Прочие возможные осложнения.
7. Исследовательские работы отбор керна, шлама и грунта.
8. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения
9. Геофизические исследования.
 - 9.1. Прочие 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. Маршруты транспортировки грузов и вахт.
16. Расстояние перевозок грузов и вахт.

Ч.о Начальник геологического отдела



А.Г. Алексеев
А.Г. Алексеев

Начальник технологического отдела



Р.Е. Набокин

Основание для проектирования

На шельфе Каспийского моря в пределах лицензионного участка «Северный» сейсмо-разведочными работами МОГТ СК, проводимыми ООО «СК ПетроАльянс» в 1996-1998 гг., была выявлена положительная структура «170-км». В 1998 г. структура была подготовлена по отражающим горизонтам, приуроченным к юрско-меловым терригенным отложениям.

Структура представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания с размерами 40-42 км² по меловым отложениям, 78 и 75 км² – по юрским отложениям. Амплитуда варьирует в пределах 42-113 м. С целью поисков и оценки залежей углеводородов, уточнения структурного плана, изучения ФЕС, характера насыщения, уточнения положения флюидных контактов (ГВК, ВНК, ГНК), подсчетных параметров нижнемеловых и верхнеюрских отложений, структура «170-км» была рекомендована под поисково-оценочное бурение.

Бурением скважины 3-Хвалынской подтверждено наличие нефтяных и газоконденсатных залежей промышленного значения в средне-верхнеюрских и нижнемеловых отложениях. Скважина 3-Хвалынская стала первооткрывательницей месторождения «170-км».

Нефтегазоконденсатное месторождение Хвалынское открыто в 2000 г., в результате испытания скважины 1-Хвалынской, в которой из отложений верхней юры был получен промышленный приток газа с конденсатом. В скважине 4-Хвалынская, пробуренной на одноименном месторождении, в результате испытаний были выявлены нефтяные и газоконденсатные залежи промышленного значения в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях.

Таким образом, по результатам бурения скважин 1, 3 и 4 Хвалынской подтверждена промышленная газоносность альбских и титонских отложений: пласты K_{1al}-I и K_{1al}-II, K_{1nc}, J_{3tt}-I.

Скважина 3-Хвалынская (м-е «170-км») открыла крупную залежь нефти в титонских отложениях – пласт J_{3tt}-II. В скважинах 1 и 4 Хвалынской одноименный пласт характеризуется как неколлектор (по интерпретации ОПЗ). Бурение скважины 7-Хвалынской позволит проследить распространение/отсутствие коллектора пласта J_{3tt}-II.

Скважина № 7 Хвалынская закладывается на западной периклинали месторождения «170-км». Скважиной планируется вскрыть четвертичные, неогеновые, палеогеновые, меловые и верхнеюрские отложения. Проектная глубина скважины – 3150 м, проектный горизонт – кимериджский ярус (J_{3km}).

Документы, являющиеся основанием для проектирования:

- 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.;
- Горноотводной акт № НГ-34-139 от 19.10.2017 г., срок действия до 31.12.2199 г.;
- Отчет о поисковых сейсмических работах 2Д на участке «Северный» в акватории Каспийского моря. ООО «Сервисная Компания ПетроАльянс»;
- Протокол ГКЗ от 15.12.2020 года № 6566;
- Протокол № АШ-19н от 19.05.2021 г.;
- Паспорт Актива месторождение «170 км».

Приложение № 2

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ, ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЛЕГАНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТ КАВЕРНОЗНОСТИ ПЛАСТОВ

Глубина залегания, м		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	30	Стол ротора - зеркало воды				
30	58,8	Столб воды				
		Четвертичная система				
		<u>Плейстоцен</u>				
58,8	362	Неоплейстоцен	Q _p	Практически горизонтально		1,10-1,12 (в интервале 180-336 м)
		Верхний зоплейстоцен				
362	1028	Апшеронский регионарус	Q _{Еар}	0°40'	270	1,10-1,14
		Неогеновая система				
		<u>Плиоцен</u>				
1028	1216	Акчагыльский регионарус	N _{2a}	0°10'	200	1,10-1,14
		Палеогеновая система				
		<u>Олигоцен</u>				
1216	1910	Майкопская серия	P _{3mk}	4°40'	200	1,10-1,14
1910	2051	<u>Эоцен и палеоцен</u>	P ₁₋₂	до 1°	180	1,0 - 1,02
		Меловая система				
		<u>Верхний отдел</u>				
2051	2431	Маастрихский, кампанский, сантонский, коньякский, туронский и сеноманский ярусы	K _{2s-m}	до 1°	45	1,03 - 1,15
		<u>Нижний отдел</u>				
2431	2856	Альбский и аптский ярусы	K _{1a-al}	до 2°	45	1,0 - 1,1
2856	2964	Неокомский надъярус	K _{1nc}	до 1°	45	1,0 - 1,01

Продолжение приложения №2

1	2	3	4	5	6	7
		Юрская система				
		<u>Верхний отдел</u>				
2964	3134	Титонский ярус	J ₃ tt	до 1 ⁰	45	1,0 - 1,01
2964	3075	<i>I пласт</i>	J ₃ tt-I			
3075	3106	<i>II пласт</i>	J ₃ tt-II			
3106	3134	<i>III пласт</i>	J ₃ tt-III			
3134	3150	Кимериджский ярус	J ₃ km	до 1 ⁰	45	1,0 - 1,01

Приложение № 3

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интер- вале	
1	2	3	4	5	6
-	30	58,8	Вода Каспийского моря		Соленость воды на поверхности от 2,0 до 12,1 ‰. Максимальная высота волны - 5,4 м. Среднегодовая температура +11,8 ÷ +12,1°С. Годовое колебание уровня моря ~ 40 см. При штормовых ветрах (нагонах и сгонах) уровень не превышает 50 см. Максимальные течения в приповерхностном слое достигают 77-160 см/сек.
Q _p	58,8	362	супеси суглинки гравий галька пески песчаники глины	5 5 30 10 50	Включают голоцен-новокаспийские, хвалынские и хазарские отложения. В верхней части разрез представлен песками с ракушей, глинами слабо известковистыми, супесями, суглинками, встречаются прослойки и линзы хорошо окатанной гальки и гравия оолитовых ракушечных известняков. Нижняя часть сложена преимущественно глинами с прослоями глинистых алевролитов или алевролитов. Глины коричневато-серые и светло-серые с зеленоватым оттенком алевролитистые, известковистые, мягкие, пластичные, вязкие, жирные на ощупь, быстро размокающие в воде с набуханием, с включениями раковинного детрита. Литологическая последовательность неоплейстоценовых отложений будет уточнена по результатам инженерно-геологических и геоакустических исследований в районе заложения скважины.
Q _{ear}	362	1028	глины алевролиты песчаники известняки	70 15 10 5	Чередующиеся пачки алевроито-песчаных (до 85 м) и глинистых (до 100 м) пород, маломощные прослойки известняков.
N _{2a}	1028	1216	известняки мергели алевролиты песчаники глины	5 5 10 80	Разрез представлен глинами слабо расслоенными песчаниками, алевролитами, отмечаются редкие прослойки известняков и мергелей. Глины зеленовато-светло-серые до зеленовато-серых неравномерно-алевролитистые до алевролитовых, тонко- и микрослойчатые за счет слоек (до 2 мм) алевролитов светло-серых мелкозернистых, известковистые, мягкие, пластичные, быстро размокающие в воде с разбуханием.

Продолжение приложения № 3

1	2	3	4	5	6
P_3mk	1216	1910	глины алевролиты	90 10	Преимущественно глины с прослоями алевролитов в верхней части. Глины темно-серые до черных, буровато-серые, редко зеленовато-серые, алевролитистые, редко алевроитовые, часто неясно-микрослойчатые за счет слоек (до 2 мм) мелкозернистых алевролитов, тонкоплитчатые с землисто- и черепитчато-ступенчатым, скорлуповатым изломом, неизвестковистые, слабобиотурбированные, уплотненные, средней крепости, слабо размокают в воде. Алевролиты зеленовато-светло-серые и светло-серые мелкозернистые, неясно-микрослойчатые, полевошпат-кварцевые с глинистым, редко карбонатно-глинистым цементом порового типа, часто рыхлые, тонкопористые.
P_{1-2}	1910	2051	известняки мергели глины	60 25 15	Чередование известняков и мергелей с редкими прослоями глин. Известняки светло-серые до белых мелоподобные, скрытозернистые, неслойчатые, средней плотности и крепости. В верхней части известняки неравномерноглинистые и неравномернобитуминозные буровато-серые и серовато-бурые до светло-бурых за счет большого количества бурой сапропелевой растительной органики; неяснослоистые и неяснослойчатые за счет неравномерного распределения глинистого материала. В породах отмечаются, иногда в значительных количествах (до 5-7 %) мелкие и тонкие (до 0,25 мм) выделения пирита. Мергели серые и зеленовато-серые скрытозернистые, участками биоморфные, неслойчатые, редко неясно-микрослойчатые, сильно биотурбированные, плотные, крепкие. Глины серые известковистые с редким растительным детритом, мергелеподобные.
K_2s-m	2051	2431	известняки мергели алевролиты глины	80 5 15	Известняки серые, светло-серые, белые мелоподобные скрыто-мелкозернистые, массивные, плотные, биоморфно-детритовые, местами трещиноватые, средней крепости до крепких. Прослой мергелей зеленовато-светло-серых скрытозернистых, пелитоморфных, плотных, средней крепости и крепких и глин серых до темно-серых, иногда алевролитистых, известковистых и неизвестковистых, уплотненных, часто аргиллитоподобных. В основании разреза (сеноманский ярус) залегают глины известковистые, алевролитистые с прослоями алевролитов.

Продолжение приложения № 3

1	2	3	4	5	6
K ₁ a-al	2431	2856	алевролиты песчаники глины аргиллиты мергели	40 20 35 5	Толща характеризуется двучленным строением. Верхняя пачка - глинисто-песчано-алевролитовая, нижняя преимущественно глинистая. Верхняя (альбская) пачка, мощностью порядка 300 м, сложена несогласным переслаиванием полимиктовых алевролитов разнозернистых и мелкопесчаных с псаммо-алевролитовой структурой с глинами и песчаниками, отмечаются единичные пропластки мергелей, редко известняков. Глины аргиллитоподобные темно-серые до черных, алевролитистые, неслоистые и тонко-микрослойчатые, известковистые и известковистые, с землистым черепитчатым, оскольчатый и раковистым изломом, с включениями пирита, остатков морской фауны, водорослей и углефицированного растительного шлама. Песчаники зеленовато-серые мелкозернистые, неслоистые, полимиктовые с примесью глауконита, с неравномерным, часто спорадическим поровым глинисто-карбонатным или глауконитово-шамозитовым цементом, обычно пористые. Мергели темно-серые до черных скрытозернистые плотные, крепкие. Промышленная газоносность приурочена к верхней части альбского яруса, которая характеризуется наиболее высокой пористостью. В основании нижней (аптской) пачки отмечается базальный пласт песчаников небольшой мощности (до 5 м), на котором залегают глины слабо расслоенные алевролитами.
K ₁ nc	2856	2964	песчаники алевролиты аргиллиты	35 35 30	Переслаивание песчаников, глинистых алевролитов и аргиллитов, в средней части пачка (до 48 м) известняков. Песчаники темно-серые мелкозернистые, плотные, глинистые, с включениями линз и пропластков песчаников светло-серых. Аргиллиты темно-серые алевролитистые, местами опесчанены, с линзами и пропластками алевролитов светло-серых, содержащих обломки фауны и детрит.
J ₃ tt	2964	3134	ангидриты известняки доломиты мергели песчаники алевролиты глины	30 50 5 10 5	В разрезе отмечается несколько литологически разнородных пачек. В кровле залегают пачка (50 м) ангидритов, служащих крышкой для залежей УВ. Ниже следует I пласт (61 м), сложенный известняками и доломитами. В нижней части пласта четко прослеживается, карбонатно-терригенная толща с прослоем ангидритов в основании. Карбонатно-терригенная толща представлена мергелями, глинами и алевролитами, редко с прослоями песчаников. Ниже залегает II пласт (31 м), сложенный преимущественно доломитами с пачкой ангидритов в нижней части. В основании разреза залегает доломитово-известковистая пачка мощностью 28 м (III пласт).

Окончание приложения № 3

1	2	3	4	5	6
					<p>Ангидриты белые крепкие плотные. Доломиты темно-серые с буроватым оттенком известковистые, тонкокристаллические, неравномерно кавернозно-пористые, с гнездами белого ангидрита. Известняки серые, темно-серые с буроватым оттенком доломитизированные, скрытозернистые, слабoporистые, сильно трещиноватые, плотные, крепкие, органогенно-детритовые, перекристаллизованные, с глубиной повышается глинистость известняков. Промышленная газоносность приурочена к I пласту-коллектору, нефтеносность – ко II пласту-коллектору, III пласт-коллектор – водонасыщенный.</p>
J ₃ km	3134	3150	известняки мергели аргиллиты	75 20 5	<p>Частое переслаивание известняков чистых и глинистых и сероцветных мергелей. Известняки преобладают. Мергели и известняки серые до темно-серых, в основном, пелитоморфные, с небольшим содержанием (до 30 %) шлама и мелкого детрита раковин брахиопод, пелеципод, остракод, игл и щитков морских ежей, а также редких мелких тонкостенных фораминифер. Раковинный шлам и детрит кальцитизированы, иногда с марказитовой оторочкой или почти полностью пиритизированы. Породы разбиты редкими субвертикальными тектоническими трещинками, заполненными разнозернистым буровато-светло-серым кальцитом, слабо и неравномерно пигментированным углеводородами. В мергелях трещины субвертикальной ориентации затухают, но появляются раскрытые субгоризонтальные трещинки разуплотнения. Отмечается наличие редких тонких прослоев известковых аргиллитов темно-серого цвета.</p>

Приложение №4

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		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 породы	Абра- зив- ность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Коеф- фици- ент Пуасона	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
Q _p	58,8	362	супеси суглинки гравий галька пески песчаники глины	1800- 1830	10-30	0,001- 0,1	10-70	2-7	-	2-4	80- 140	2-3	2-4	мягкая	0,17- 0,45	0,1- 3,9	нет данных
Q _{Еар}	362	1028	глины алевриты песчаники известняки	1830- 2450	10-35	0,001- 0,1	10-70	2-7	-	2-4	80- 1000	3	2-7	мягкая	0,17- 0,45	0,1- 4,2	нет данных
N _{2a}	1028	1216	известняки мергели алевролиты песчаники глины	1840- 2210	10-30	0,001- 0,1	10-70	2-7	-	2-4	80- 200	3	3	мягкая	0,17- 0,45	0,1- 4,2	нет данных
P _{3mk}	1216	1910	глины алевролиты	1960- 2260	10-30	0,001- 0,1	15-80	5-10	-	2-4	100- 250	2-3	2-3	мягкая, средняя	0,25- 0,45	0,1- 3,9	нет данных
P ₁₋₂	1910	2051	известняки мергели глины	1900- 1230	14-26	0,001	2-46	1-37	-	3-4	400- 500	3-4	2	мягкая, средняя	0,25- 0,45	0,1- 4,2	нет данных

Окончание приложения №4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
K ₂ s-m	2051	2431	известняки мергели алевролиты глины	2150- 2490	7-20	<0,001	5-80	15-95	-	2-4	1000- 1750	3-4	2-4	средняя	0,25- 0,45	0,1- 4,2	нет данных
K ₁ a-al	2431	2856	алевролиты песчаники глины аргиллиты мергели	2160- 2350	5-23	до 0,2	9-35	5-37	-	2-4	380- 560	2-3	4-7	мягкая, средняя	0,17- 0,45	0,1- 3,9	нет данных
K ₁ nc	2856	2964	песчаники алевролиты аргиллиты	2170- 2520	3-17	0,0004- 0,8	1-42	6-25	-	2-3	380- 560	2-3	2-7	мягкая, средняя	0,17- 0,45	0,1- 3,9	нет данных
J ₃ tt	2964	3134	ангидриты известняки доломиты мергели песчаники алевролиты глины	2150- 2690	7-25	0,003- 3,35	3-9 до 40	60-97	-	2-4	660- 2500	3-4	2-4	средняя	0,17- 0,45	0,1- 6,7	нет данных
J ₃ km	3134	3150	известняки мергели аргиллиты	2080- 2720	1-13	0,003- 1,0	1-17	83-99	-	3-4	600- 2400	4	2-4	средняя	0,20- 0,33	0,4- 4,2	нет данных

Приложение № 4.1

НЕФТЕНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, мкм ² /мПа·с	Содержание серы в % по весу	Содержание парафина, в % по весу	Свободный дебит (в условиях испытания Ø шт.), м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₃ tt-I*	3014	3046	трещинно-каверново-поровый (карбонатный)	683	851	0,028-0,124	0,54	13,00	377 (20)	255,3	0,57	2,78	0,723	-	32,2
J ₃ tt-II	3075	3094	трещинно-каверново-поровый (карбонатный)	683	851	0,028-0,124	0,54	13,00	377 (20)	255,3	0,57	2,78	0,723	-	32,8

Примечание:

1. Физико-химические свойства нефти и растворенного газа приняты по результатам испытания скважины № 3 Хвалынская (данные из отчета "Анализ и обобщение геолого-геофизического материала, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине 3-Хвалынская и оперативный подсчет запасов", ОАО "ВолгоградНИПИморнефть", Волгоград, 2001).

2. * - по аналогии с пластом J₃tt₂.

Приложение № 4.2

ГАЗОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал , м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % мол		Плотность газа в пластовых условиях кг/м ³	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит (дебит в условиях испытания Ø шт.), тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мкм ²
	от (верх)	до (низ)			серо-водорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J ₃ tt-I	3010	3014	трещинно-каверново-поровый (карбонатный)	газ + конденсат	0,80	2,42	204,9	-	588 (28)	-	794	0,0298

Примечание: физико-химические свойства газа и конденсата приняты по результатам испытания скважины № 3 Хвалынская (данные из отчета "Анализ и обобщение геолого-геофизического материала, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине 3-Хвалынская и оперативный подсчет запасов", ОАО "ВолгоградНИПИморнефть", Волгоград, 2001)

Приложение № 4.3

ВОДОНОСНОСТЬ

Индекс страти- графиче- ского- подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плот- ность, кг/м ³	Дебит, в условиях испытания м ³ /сут	Фазовая проница- емость, мкм ²	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Минерали- зация 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
Q _p -N _{2a}	58,8	1216	поровый	1000-1020	до 500	нет данных	73,32	29,15	4,92	24,95	16,45	48,34	197,13	ХЛК	НЕТ
P _{3mk}	1216	1910	поровый	1040	до 500	нет данных	1288,74	-	1,64	149,70	32,90	873,61	2346,58	ХЛК	НЕТ
P ₁₋₂	1910	2051	трещинно-поровый	1040	100-200	нет данных	1354,20	1,90	4,80	113,40	41,40	989,50	2505,20	ХЛК	НЕТ
K _{2s-m}	2051	2431	трещинно-поровый	1050	до 500	нет данных	1497,42	2,08	6,56	129,74	49,34	1049,71	2734,85	ХЛК	НЕТ
K _{1nc-al}	2431	2964	поровый	1042	50	нет данных	893,66	19,01	12,70	90,00	25,00	809,11	1849,48	ХЛК	НЕТ
J _{3km-tt}	2964	3150	трещинно-каверново-поровый	1102	13	нет данных	2515,61	18,10	2,50	341,67	78,33	2112,67	5068,88	ХЛК	НЕТ

Примечание:

1. Таблица "Водоносность" составлена без учета интервалов непроницаемых пластов и пропластков и интервалов нефтегазоносности.
2. Тип воды (по Сулину В.А.): ХЛК-хлоркальциевый.

ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ
(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов:
ПСП- прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ- прогноз по геофизическим исследованиям и
РФЗ- расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс страти- графич. подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления				
			кгс/см ² на 10 м		источ- ник получен.	кгс/см ² на 10 м		источ- ник получен.	кгс/см ² на 10 м		источ- ник получен.	кгс/см ² на 10 м		источ- ник получен.	С ⁰	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
Q _p	58,8	362	1,10	1,10	Скв. №№ 1, 3, 4 Хвалыньские и № 1 Сарматская	1,04	1,04	Скв. №№ 1, 3, 4 Хвалыньские и № 1 Сарматская	1,64	1,64	Скв. №№ 1, 3, 4 Хвалыньские и № 1 Сарматская	1,88	1,88	ПГФ		Скв. №№ 1, 3, 4 Хвалыньские и № 1 Сарматская
Q _{Еар}	362 379	1028 393	1,10	1,10		1,04	1,04		1,77 1,77 1,7***	2,04		2,04	40			
N _{2a}	1028	1216	1,10	1,10		1,07	1,07		1,80 1,80 1,56**	2,07		2,07	50			
P _{3mk}	1216 1873	1910 1894	1,25	1,25		1,25	1,25		1,90 1,90 1,74***	2,18		2,18	75			
P ₁₋₂	1910	2051	1,18	1,18		1,1	1,1		1,92 1,92 1,66**	2,21		2,21	81			
K _{2s-m}	2051	2431	1,18	1,18		1,15	1,15		1,97 1,97 (1,53)	2,26		2,26	96			
K _{1a-al}	2431	2856	1,09	1,09		1,09	1,09		1,97 1,97 (1,62)	2,27		2,27	113			
K _{1nc}	2856	2964	1,15	1,15		1,15	1,15		1,97 1,97 1,67***	2,27		2,27	117			
J _{3tt-I}	2964	3075	1,11	1,11		1,11	1,11		1,96	1,96		2,28	2,28		124	
J _{3tt-II, III}	3075	3134	1,09	1,09		1,09	1,09		1,96	1,96		2,28	2,28		126	
J _{3km}	3134	3150	1,15	1,15*	1,15	1,15	1,96 1,96 1,715***	2,28	2,28							

Примечание к приложению № 5:

* - предусмотреть мероприятия по недопущению вскрытия зоны АВПД в нижележащих оксфордских отложениях;

** - давление гидроразрыва по результатам LOT, выполненных в скв. № 1 Сарматская;

*** - давление гидроразрыва по результатам LOT, выполненных в скв. № 3 Хвалыньская;

() - в проницаемых интервалах.

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

Индекс страти- графи- ческого- подраз- деления	Интервал, м		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, кг/см ² на 10 м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляцион- ных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Р ₁₋₂	1910	2051	2 до полного	-	ДА	-	-	Нарушения технологических режимов, в т.ч. при спуске обсадных колонн
J _{3tt}	3014	3134	1-4	-	НЕТ	1,48	1,65	Естественная проницаемость пород, обусловленная трещиноватостью, кавернозностью; при превышении забойного давления над пластовым на 12-15 % (несоблюдение технологических режимов бурения)

Приложение № 6.1

ОСЫПИ И ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		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 ус- тойчивость пород		
	от (верх)	до (низ)					
Q _p	150	362	Разрабатывается при проектировании			7	Проработка, промывка, повышение вязкостных и реологических характеристик БР
Q _{Еар} - P _{3mk}	362	1910					
K _{1nc-al}	2431	2964					

Приложение № 6.2

НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида, (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Расчетная плотность смеси при проявлении, 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
J ₃ tt-I	3010	3014	газ + конденсат	Рассчитывается при проектировании		При снижении забойного давления ниже пластового	Насыщение раствора газом, газовый фонтан
J ₃ tt-I	3014	3046	нефть				Пленки нефти, насыщение раствора газом, нефтяной фонтан
J ₃ tt-II	3075	3094	нефть				

Приложение № 6.3

ПРИХВАТООПАСНЫЕ ЗОНЫ

Индекс страти- графич. подраз- деле- ния	Интервал, м		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	
Q _p	150	362	сальнико- образование	Разрабатывается при проектировании				ДА	Наличие слабосвязанных пород, предрасположенных к эрозионному размыву и поверхностному осыпанию; превышение фильтрации; недостаточная проработка с промывкой ствола скважины от шлама	
Q _{Еар}	362	1028	сальнико- образование, заклинки					ДА		
N _{2a}	1028	1216	сужение ствола					ДА		
P _{3mk}	1216	1910	сальнико- образование, заклинки					ДА		
K _{2s-m}	2051	2431	сужение ствола, перепад давления					ДА		
K _{1nc-al}	2431	2964	сужение ствола					ДА		Разуплотнение пород, недостаточный уровень ингибирования
J _{3km-tt}	2964	3150	перепад давления					ДА		Наличие высоко- проницаемых, трещиноватых пород, недостаточная гидромониторная очистка забоя

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
Q _p	150	362	Кавернообразование	Размыв ствола вследствие бурения рыхлых, неустойчивых, склонных к обрушению терригенных пород
Q _{Еар} - P _{3mk}	362	1910	Кавернообразование	Эрозия ствола скважины (коэффициент кавернозности до 1,14)
K _{1nc-al}	2431	2964	Кавернообразование	Разуплотнение пород в условиях сложного геологического строения - ритмичное чередование пород с резко отличающимися физико-механическими свойствами

Приложение № 7

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

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервалы, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт	Примечание	
	минимальный диаметр, мм	максимальная 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	
J ₃ tt	101,6	27	3010	3046	36	Q _p - J ₃ tt	150	3010	5	Не предусматривается					
J ₃ tt	101,6	27	3070	3106	36	J ₃ tt - J ₃ km	3010	3150	2						
J ₃ km	101,6	9	3141	3150	9										
Итого: проходка с отбором керна - 81 м, что составляет 2,6 % от проектной глубины скважины.															

Примечание:

1. Объем и интервалы отбора керна и шлама корректируются геологической службой Заказчика по результатам данных ГТИ, ГИС.
2. При отсутствии прямых признаков УВ в потенциально перспективных интервалах объем отбора керна сокращается и осуществляется выборочно.
3. Основной отбор керна предусмотрен в потенциально перспективных интервалах. При отборе керна проводить детальную фото фиксацию потенциально перспективных образцов.
4. При повышенных газопоказаниях в перспективных интервалах частоту отбора шлама обеспечить через 2 м. При отборе шлама в перспективных интервалах с частотой каждые 2 метра ограничивать скорость проходки бурения для контроля выноса пачки шлама и качественного экспресс-анализа. При отсутствии возможности ограничения проходки рекомендуется использование модуля Sample catcher (отбор и промывка проб шлама) с последующим экспресс-анализом выбуренной породы.

ДААННЫЕ 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	
J ₃ tt-I*	ГДК-ОПК	3010	3014	10/2				
J ₃ tt-I	ГДК-ОПК	3014	3046	20/4				
J ₃ tt-II	ГДК-ОПК	3075	3094	30/6				
Итого:		3 объекта		60 замеров/12 проб				
						Не предусматривается		

Примечание:

- Интервалы и количество проб корректируются геологической службой Заказчика с учетом данных ГТИ, ГИС, анализа керна и проводятся при наличии газопоказаний выше фоновых значений.
- * - по решению геологической службы Заказчика.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Секция	Наименование исследования	Замеры и отборы производятся			
		на глубине, м	в интервале, м		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	
Водоотделяющая колонна 762 мм	Геолого-технологические исследования	после очистки водоотделяющей колонны до ликвидации скважины			
	(ГТИ проводятся согласно ГОСТ Р 53709-2009)				
Кондуктор 508 мм	Сокращенный комплекс ГИС				
	ГК, КВ-проф., Инклинометрия	362	150	362	
	Оценка качества цементирования обсадной колонны				
	Термометрический контроль цементирования (ОЦК)	362	0	362	
	ГК, ЛМ, Акустич. цементометрия (АКЦ), Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	1910	0	362	
Промежуточная колонна 339,7 мм	ГИС-бурения (MWD&LWD): Инклинометрия, ГК, забойные технологические параметры		362	1910	
	Стандартный комплекс разведочных скважин				
	ГК, КВ-проф., Инклинометрия, ИК, ННК, ГГК-ЛП, Термокаротаж, АКШ-кроссдиполь	1200 1910	362 1150	1200 1910	
	Специальные исследования в перспективных интервалах				
	СГК, Пластовая наклонометрия	*	*	*	
	Оценка качества цементирования обсадной колонны				
	Термометрический контроль цементирования (ОЦК)	1910	0	1910	
	ГК, ЛМ, Акустич. цементометрия (АКЦ), Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	2964	0	1910	
	Эксплуатационная колонна 244,5 мм	ГИС-бурения (MWD&LWD): Инклинометрия, ГК, забойные технологические параметры		1910	2964
		Расширенный комплекс разведочных скважин			
ГК, КВ-проф., Инклинометрия, ИК-многозондовой, ННК, ГГК-ЛП, Термокаротаж, АКШ-кроссдиполь		2964	1910	2964	
Оценка качества цементирования обсадной колонны					
Термометрический контроль цементирования (ОЦК)		2964	0	2964	
ГК, ЛМ, Акустическая цементометрия (АКЦ), Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ) и/или ультразвуковая цементометрия		3150	0	2964	

Окончание приложения № 9

1	2	3	4	5
Хвостовик 177,8 мм	ГИС-бурения (MWD&LWD): Инклинометрия, ГК, забойные технологические параметры		2964	3150
	Расширенный комплекс разведочных скважин			
	ГК, КВ-проф., Инклинометрия, ПС, БК, ИК- многозондовой, ННК, ГГК-ЛП, Термокаротаж, АКШ-кроссдиполь, БМК, МК, Резистивиметрия	3150	2964	3150
	Специальные исследования в перспективных интервалах			
	СГК, Пластовая наклониметрия, ЯМК, ГДК (60) и ОПК (12)	**	**	**
	Оценка качества цементирования обсадной колонны			
	Термометрический контроль цементирования (ОЦК)	3150	2714	3150
ГК, ЛМ, Акустич. цементометрия (АКЦ), Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ) и/или ультразвуковая цементометрия	3150	2714	3150	
Испытания	ГК, ЛМ, Т	привязка под перфорацию		
	Промыслово-геофизические исследования			
	ГК, ЛМ, барометрия, термометрия, влажнометрия, резистивиметрия, расходомерия, дополнительные методы***	По решению Заказчика		
На всех этапах строительства скважины	Удаленный мониторинг бурения (спутниковый канал связи)	От начала бурения до ликвидации скважины		

Примечание к приложению № 9:

1. Проведение ГИС осуществляется согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса" (№105 от 18.03.2014 г.).
2. Объемы и интервалы ГИС могут корректироваться в процессе строительства скважины с учетом фактического разреза скважины, данных ГТИ и др.
3. Комплекс ГИС составлен согласно рекомендациям на проведение промысловых скважинных исследований на шельфе Каспийского моря Северного участка с учетом "Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах", Москва, 1999 г. и "Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах", РД 153-39.0-072-01, Москва, 2002 г., степени изученности района работ и накопленного опыта работ.
4. Мнемоники методов ГИС приняты согласно ГОСТ Р 54362-2011, РД 153-39.0-072-01 и практике ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть".
5. Термометрический контроль цементирования (ОЦК) проводить по согласованию с Заказчиком. Решение принимать по результату цементирования.
6. * - комплекс специальных исследований в секции технической колонны согласовывается с Заказчиком.
7. ** - интервалы исследований специальных методов утверждаются Заказчиком.
8. *** - дополнительные методы при исследованиях ПГИ согласуются с Заказчиком.

Приложение № 9.1

ПРОЧИЕ ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Наименование работ	Единицы измерения	Объем работ
1	2	3
Литолого-стратиграфические исследования		
Фотографирование колонки керна	м	81
Фотографирование окрашенных шлифов	шлиф	162
Описание керна	м	81
Описание шлама	проба	629
Петрографический анализ	шлиф	162
Минералогический анализ	шлиф	162
Макрофаунистический анализ	образец	13
Микрофаунистический анализ по керну	образец	16
Микрофаунистический анализ по шламу	проба	10
Споропыльцевой анализ по керну	образец	6
Рентгенографический анализ по керну	образец	29
Рентгенографический анализ по шламу	проба	6
Гранулометрический анализ	образец	-
Химически связанная вода	образец	-
Характеристика пустотного пространства по большим шлифам	шлиф	29
Заключение по результатам литолого-стратиграфических исследований	заключение	1
Петрофизические исследования		
Спектральный каротаж по керну	м	81
Водо- нефтенасыщенность парафинированного керна	образец	16
Плотность минералогическая	образец	324
Плотность объёмная	образец	324
Пористость общая на малых образцах	образец	243
Пористость общая на больших образцах	образец	81
Пористость открытая на малых образцах	образец	243
Пористость открытая на больших образцах	образец	81
Пористость открытая (в пластовых условиях)	образец	51
Проницаемость абсолютная на малых образцах	образец	243
Проницаемость абсолютная на больших образцах	образец	81
Проницаемость перпендикулярно напластованию	образец	38
Остаточная водонасыщенность	образец	162
Удельное электрическое сопротивление	образец	51
Удельное электрическое сопротивление (в пластовых условиях)	образец	51
Удельное электрическое сопротивление при моделировании	образец	51
Проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности (в пластовых условиях)	образец	23
Эффективная проницаемость	образец	96
Скорость продольных волн	образец	51
Скорость продольных волн (в пластовых условиях)	образец	51
Заключение по результатам петрофизических исследований	заключение	1

Продолжение приложения №9.1

1	2	3
Геохимические исследования		
Физико-химический анализ нефти (конденсата)	проба	9
Анализ бензиновых фракций нефти (конденсата)	проба	9
Молекулярный анализ нефти (конденсата)	проба	9
Анализ биомаркеров нефти (конденсата)	проба	9
Микрокомпонентный состав нефти	проба	-
Химико-битуминологический анализ керна (шлама)	образец	211
Определение Сорг.	образец	113
Молекулярный анализ экстрактов из керна	проба	113
Анализ биомаркеров экстрактов из керна	проба	113
Определение принадлежности нефти к испытываемому пласту	проба	-
Обобщение результатов и составление заключения 25%	заключение	1
Rock-Eval	образец	113
Определение товарных свойств нефти (конденсата)	проба	-
Гидродинамические исследования		
Планирование, научно-методическое и техническое сопровождение испытаний, отбор проб флюидов методами MDT, DST, доставка и подготовка проб	объект, испытание	9
Физико-химический анализ проб газа (DST, MDT, в процессе бурения) и составление заключений	проба	40
Хроматографический анализ нефти (конденсата) и составление заключений	проба	16
Химический анализ проб воды с определением концентрации водородных ионов (рН), хлора, сульфатов, карбонатов и гидрокарбонатов, натрия с калием, кальция, магния, йода, брома и составление заключений	анализ	40
Химический анализ проб воды с определением концентрации микрокомпонентов: литий, барий, стронций, нитраты, фториды, бораты, фосфаты	анализ	25
PVT-анализ пластовой воды с определением физических параметров	проба	-
Изучение реологических свойств нефти	проба	-
PVT-анализ пластового продукта	анализ	16
Определение сероводорода при PVT-анализе пластового продукта (нефти, газоконденсата, воды)	анализ	4
Ступенчатая сепарация пластовой нефти	проба	-
Определение температуры насыщения нефти (конденсата) парафином	анализ	7
Определение содержания хлористых солей в сепарированной нефти (ГОСТ 21534-76)	анализ	-
Межфазное натяжение в системах газ-нефть, газ-вода, нефть-вода в пластовых условиях	анализ	-
Рекомбинация пластовой УВ-системы по газовому фактору и давлению насыщения, определение вязкости и плотности	проба	4

Окончание приложения №9.1

1	2	3
Анализ, обработка и интерпретация данных испытаний методами MDT,DST, обобщение, составление комплексных заключений по результатам испытаний и анализа флюидов, выдача рекомендаций по оценке промышленной значимости объектов	испытание	6
Анализ и обобщение результатов гидродинамических исследований в открытом стволе и колонне, составление заключения о фильтрационных параметрах изучаемого геологического разреза и его промышленной значимости	заключение	1
Определение сероводорода, метил-этилмеркамптана в газе сепарации	проба	12
Определение сероводорода, метил-этилмеркамптана в нефти (конденсате)	проба	18
Отбор проб и определение содержания ртути, свинца, кадмия, кобальта, хрома, меди, железа, никеля в газе сепарации при испытании методом DST	объект, испытание	6
Обобщение результатов PVT-исследований и составление заключения о свойствах пластовых флюидов	заключение	1
Физико-гидродинамические исследования		
Коэффициент вытеснения газоконденсата водой	модель	4
Снятие кривых капиллярного давления и заключение по результатам исследований	образец	40
Смачивающие свойства поверхности пород	образец	40
Определение фазовой проницаемости	образец	4
Подготовка рекомбинированной пробы	модель	8

Примечание: объем и виды исследований корректируются геологической службой Заказчика в количестве, обеспечивающем достаточное освещение коллекторских свойств продуктивных пластов.

**РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ
СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ
ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА (ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ) В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ**

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м (по стволу)		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная,	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Кол-во режимов штуцероиспытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм (диафрагма)	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), азрация (АЗРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максим. снижение уровня, м	плотность жидкости, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J ₃ tt-II	1	3075	3094	Разрабатывается при проектировании		колонна	стационар.	да	5	8-14	Методом DST Раствор - дизельное топливо или недолив морской воды * (Постепенное снижение плотности бурового раствора при разнице в плотностях заменяемых жидкостей не более 0,5-0,6 г/см ³)	-	-
J ₃ tt-I	2	3014	3046			колонна	стационар.	да	5	8-14	то же	-	-

Примечание:

- Интервалы и количество объектов испытания определяются по результатам стандартных скважинных исследований.
- Предусмотреть возможность консервации скважины с целью дальнейшего использования скважины при эксплуатации месторождения.

* - По решению Заказчика снижение уровня для вызова притока возможно закачкой азота. Глубина опорожнения колонны определяется по фактическим результатам до получения стабильного притока пластового флюида.

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, гидropескоструйная, 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
1	жидкость освоения CaCl ₂	1260*	19	кумулятивная	HDP	13	247	1	да	Не предусмотрено	
2	жидкость освоения CaCl ₂	1260*	32	кумулятивная	HDP	13	416	1	да	Не предусмотрено	

Примечание:

- Интервалы перфорации уточняются по результатам ГИС и согласовываются с Заказчиком.
- * - плотность жидкости перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе.

**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	1260*	10**	20	над зоной перфорации	Не предусматривается		
2	СКО (по решению заказчика)	2	1260*	10**	20				

Примечание:

* - плотность жидкости в колонне уточняется по результатам скважинных исследований;

** - давление на устье уточняется после проведения испытаний на приемистость.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ИСПЫТАНИЯ (ОСВОЕНИЯ) СКВАЖИНЫ

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	-	-	2 (24 часа)	-	нет	нет	нет
2	нет	нет	-	-	2 (24 часа)	-	нет	нет	да

СВЕДЕНИЯ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ ПО ПРОБУРЕННЫМ СКВАЖИНАМ-АНАЛОГАМ

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бур. раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.п.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
1	Хвалынская (Хвалынское)	121	304	Q _{Еар}	сальникообразование	Ø 762 мм - 120 м; Ø дол - 660,4 мм; бентонитовый БР ρ = 1520-1540 кг/м ³ , Т = 39-61 с, В = 8-10 см ³ /30 мин
		304	1600	Q _{Еар} - P _{3mk}	сальникообразование	
		600	650	Q _{Еар}	кавернообразование	
		889	915	N _{2a}	сужение ствола	
		1260	1430	P _{3mk}	кавернообразование, затяжки	
		1920	1990	K _{2s-m}	затяжки	Ø 339,7 мм - 1600 м; Ø дол - 311,1 мм; полимеркалийевый БР ρ = 1210-1220 кг/м ³ , Т = 42-47 с, В = 3,8-4,5 см ³ /30 мин
		2380	2640	K _{1a-al}	сужение ствола	
		на глубине 2680 м			кавернообразование, затяжки	
		2870	3124	J _{3tt}	затяжки	
		на глубине 2980 м			поглощение 1 м ³ /ч	
на глубине 3224 м		J _{3km}	проявление (выход разгазированных пачек БР плотностью 1120-1480 кг/м ³ с пленками нефти)	Ø 245 мм - 3171 м; Ø дол - 215,9 мм; полимеркалийевый БР ρ = 1150-1480 кг/м ³ , Т = 47 с, В = 4,2 см ³ /30 мин (низкая плотность БР)		
4	Хвалынская (Хвалынское)	на глубине 118 м		Q _p	поглощение 1,3-2,1 м ³ /ч	высокоингибированный полимеркалийевый БР ρ = 1600 кг/м ³
		1130	1500	P _{3mk}	кавернообразование	ρ = 1360-1380 кг/м ³

Продолжение приложения №14

1	2	3	4	5	6	7
3	Хвалынская ("170 км")	на глубине 760 м		$Q_{\text{Еар}}$	сальникообразование, затяжки, посадки	\varnothing 508 мм - 349 м; \varnothing дол - 444,5 мм; полимеркалиевый БР $\rho = 1380-1400 \text{ кг/м}^3$, $T = 54-62 \text{ с}$, $V = 7,4-7,6 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$
		1075	1836	P_{3mk}	кавернообразование, затяжки	
		2464	2785	K_{1a-al}	сужение ствола	\varnothing 340 мм - 1843,5 м; \varnothing дол - 311,1 мм; полимеркалиевый БР $\rho = 1260-1320 \text{ кг/м}^3$, $T = 23-38 \text{ с}$, $V = 6,5-6,9 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$
		2905	2970	$K_{1nc} - J_{3tt}$	затяжки	\varnothing 340 мм - 1843,5 м; \varnothing дол - 311,1 мм; полимеркалиевый БР $\rho = 1340 \text{ кг/м}^3$, $T = 23-38 \text{ с}$, $V = 6,5-6,9 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$
		2907	2914	J_{3tt}	заклинка	
		3091	3139	J_{3km}	затяжки	\varnothing 245 мм - 3083 м; \varnothing дол - 215,9 мм; полимеркалиевый БР $\rho = 1290 \text{ кг/м}^3$, $T = 39 \text{ с}$, $V = 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$
		на глубине 3135 м			прихват ОК \varnothing 197 мм	
2	Сарматская (им. Ю.С. Кувыкина)	на глубине 276 м		Q_p	посадка 508 мм ОК	\varnothing 762 мм - 87 м; \varnothing дол - 660,4 мм; БР Poly Plus $\rho = 1280 \text{ кг/м}^3$, $T = 45-54 \text{ с}$, $V = 6,5-7,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$
		412	920	$Q_{\text{Еар}}$	кавернообразование, вымыв обвального шлама	\varnothing 508 мм - 381,2 м; \varnothing дол - 444,5 мм; БР Poly Plus $\rho = 1300-1340 \text{ кг/м}^3$, $T = 50-55 \text{ с}$, $V = 5,0-5,2 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$
		1010	1805	P_{3mk}	кавернообразование, затяжки	
		1856	1905	P_{1-2}	поглощение 16-20 м ³ /ч	\varnothing 340 мм - 1855 м; \varnothing дол - 311,1 мм; БР Poly Plus $\rho = 1280-1300 \text{ кг/м}^3$, $T = 48-50 \text{ с}$, $V = 4,6-5,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. Во время спуска 245 мм ОК при забое 3330 м
		2450	2576	K_{2s-m}	затяжки	\varnothing 340 мм - 1855 м; \varnothing дол - 311,1 мм; БР Poly Plus $\rho = 1290-1310 \text{ кг/м}^3$, $T = 49-55 \text{ с}$, $V = 4,6-5,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$
		2983	3011	K_{1nc}	затяжки	\varnothing 340 мм - 1855 м; \varnothing дол - 311,1 мм; БР Poly Plus $\rho = 1340-1370 \text{ кг/м}^3$, $T = 54-64 \text{ с}$, $V = 4,0-4,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$
		на глубине 3167 м		J_{3tt}	прихват КОС	

Окончание приложения №14

1	2	3	4	5	6	7
1	Западно-Сарматская (им. Ю.С. Кувькина)	1892	1903	P_{1-2}	поглощение 2 м ³ /ч до полного	<p>Ø 508 мм - 380,7 м; Ø дол - 444,5 мм; БР Poly Plus $\rho = 1330-1340$ кг/м³, T = 55 с, B = 5,0-5,8 см³/30 мин.</p> <p>Во время цементирования ОЦР $\rho = 1500$ кг/м³, ЦР $\rho = 1930$ кг/м³, производительность 1350 л/мин.</p> <p>Интенсивность поглощения увеличилась от 3-18 м³/ч до полной потери циркуляции</p>
2	Западно-Сарматская (им. Ю.С. Кувькина)	на глубине 322 м		$Q_{\text{Эар}}$	затяжки	<p>Ø дол - 660,4 мм; БР Poly Plus $\rho = 1220-1280$ кг/м³, T = 50-60 с, B = 3,8-3,9 см³/30 мин</p>
		1578	1644	P_{3mk}	кавернообразование, затяжки	<p>Ø 508 мм - 381,2 м; Ø дол - 444,5 мм; БР Poly Plus $\rho = 1300$ кг/м³, T = 60-69 с, B = 3,8-3,9 см³/30 мин</p>
		1858	1974	P_{1-2}	поглощение 0,5-7,0 м ³ /ч	<p>Ø 340 мм - 1837 м; Ø дол - 311,1 мм; БР Poly Plus $\rho = 1260$ кг/м³. Во время спуска 245 мм ОК при забое 3325 м</p>
		3155	3171,7	J_{3tt}	прихват КОС	<p>Ø 244,5 мм - 3367 м; Ø дол - 215,9 мм; БР Poly Plus $\rho = 1260$ кг/м³; нагрузка 1,5-6,2 т; производительность 1111-1434 л/мин</p>

**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, подрадчика), аэропортов отправления вахтово-экспедиционного персонала		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
			общая протяженность, км/мили	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км/мили	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиа: вертолет самолет)	Наземные пути подвоза		
Наименование организации, промбаз, карьера и т.д.	Пункт	тип дороги (асфальтированная, грунтовая и т. д.)					вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Береговая база ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть"	п. Ильинка	1	330/178	п. Ильинка - СПБУ	330/178	морской	-	-	-
Партия ИП	г. Астрахань	2	250/135	г. Астрахань - СПБУ	250/135	вертолет	-	-	-
Перфораторная партия	г. Астрахань	2	250/135	г. Астрахань - СПБУ	250/135	вертолет	-	-	-
Каротажная партия	г. Астрахань	2	250/135	г. Астрахань - СПБУ	250/135	вертолет	-	-	-
Вахта	г. Астрахань	2	250/135	г. Астрахань - СПБУ	250/135	вертолет	-	-	-
Вывоз отходов	п. Ильинка	3	330/178	п. Ильинка (КТПБ)	330/178	морской	-	-	-
Маршруты во время зимнего периода	г. Астрахань	4	690/373	г. Астрахань - г. Махачкала	690/373	наземный	асфальт	авто	нет
	г. Махачкала	5	183/99	г. Махачкала - СПБУ	183/99	морской	-	-	-
	г. Астрахань	6	390/211	г. Астрахань - г. Махачкала	390/211	вертолет	-	-	-

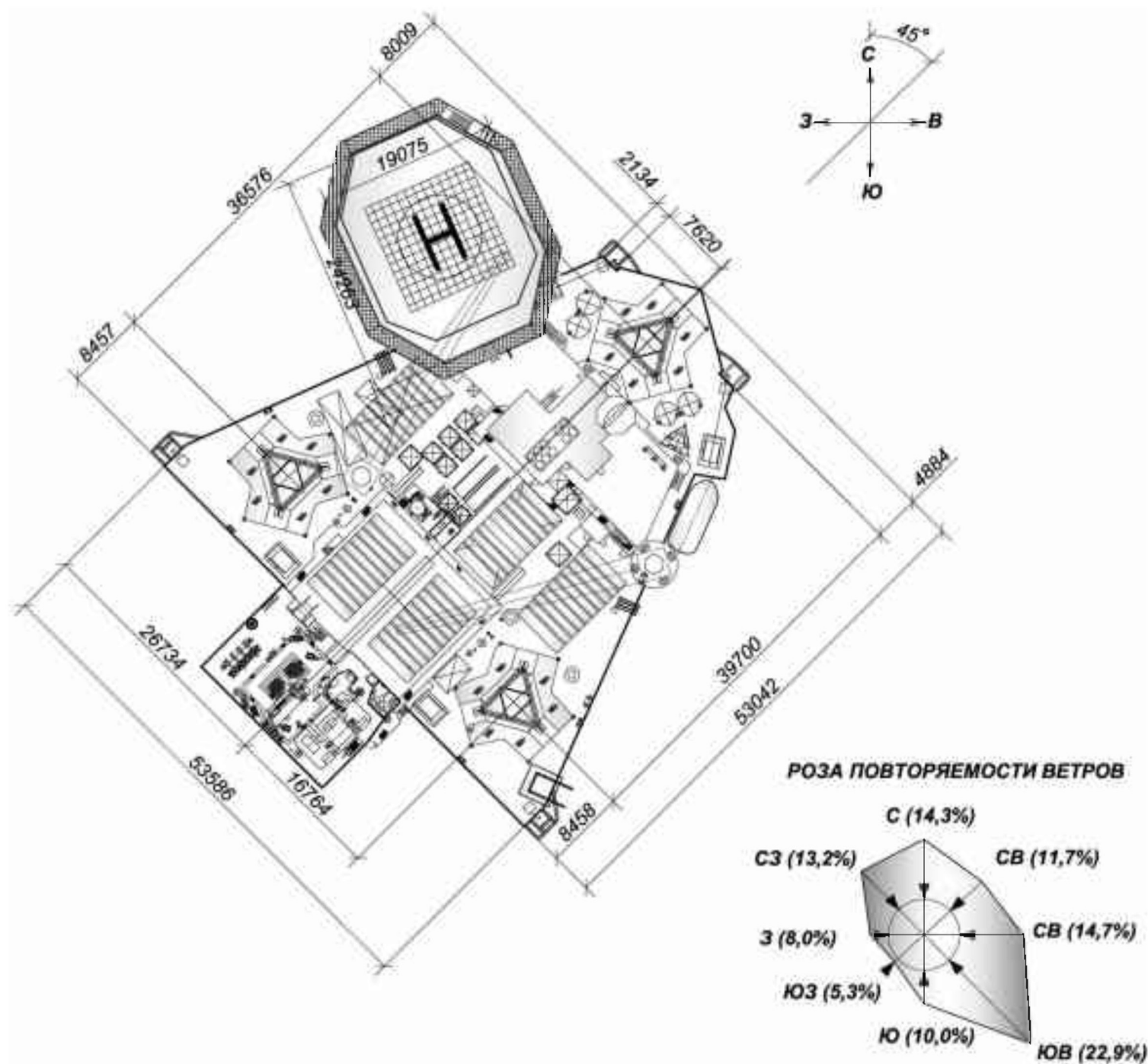
Приложение № 16

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

Наименование транспортируемых грузов, специальных машин и агрегатов	Пункт отправления и пункт назначения	Вид транспорта	Расстояние, км/мили*
1	2	3	4
СПБУ	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Трубная площадка	Трусово - КТПБ Ильинка	Авто	25/13
Трубы бурильные	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Трубы обсадные	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
НКТ	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Каротажная партия	Астрахань - СПБУ	Вертолет	250/135
Топогеодезическая партия	Астрахань - СПБУ	Вертолет	250/135
Дефектоскопия	Астрахань - СПБУ	Вертолет	250/135
Партия ИП	Астрахань - СПБУ	Вертолет	250/135
Перфораторная партия	Астрахань - СПБУ	Вертолет	250/135
Цемент	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Лесоматериалы	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Все остальные материалы:			
Бурового подрядчика	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Заказчика	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
ГСМ (нефтебаза)	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Фонтанная арматура, колонная головка, ПВО	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Материалы перевозимые обслуж. спецтранспортом	Астрахань - КТПБ Ильинка КТПБ Ильинка - СПБУ	Авто ТБС	18/10 330/178
Пресная питьевая вода	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Вывоз шлама, отработанного бурового раствора	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Продукты питания	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	330/178
Буровая бригада	Астрахань - СПБУ	Вертолет	250/135
Сервисные подрядчики	Махачкала - СПБУ	Вертолет	170/92
Представители Заказчика (через 15 суток)	КТПБ Ильинка - Махачкала	Авто	495/267
Маршрут по время зимнего периода	Астрахань - Махачкала Махачкала - СПБУ Астрахань - Махачкала	Авто ТБС Вертолет	690/373 183/99 390/211

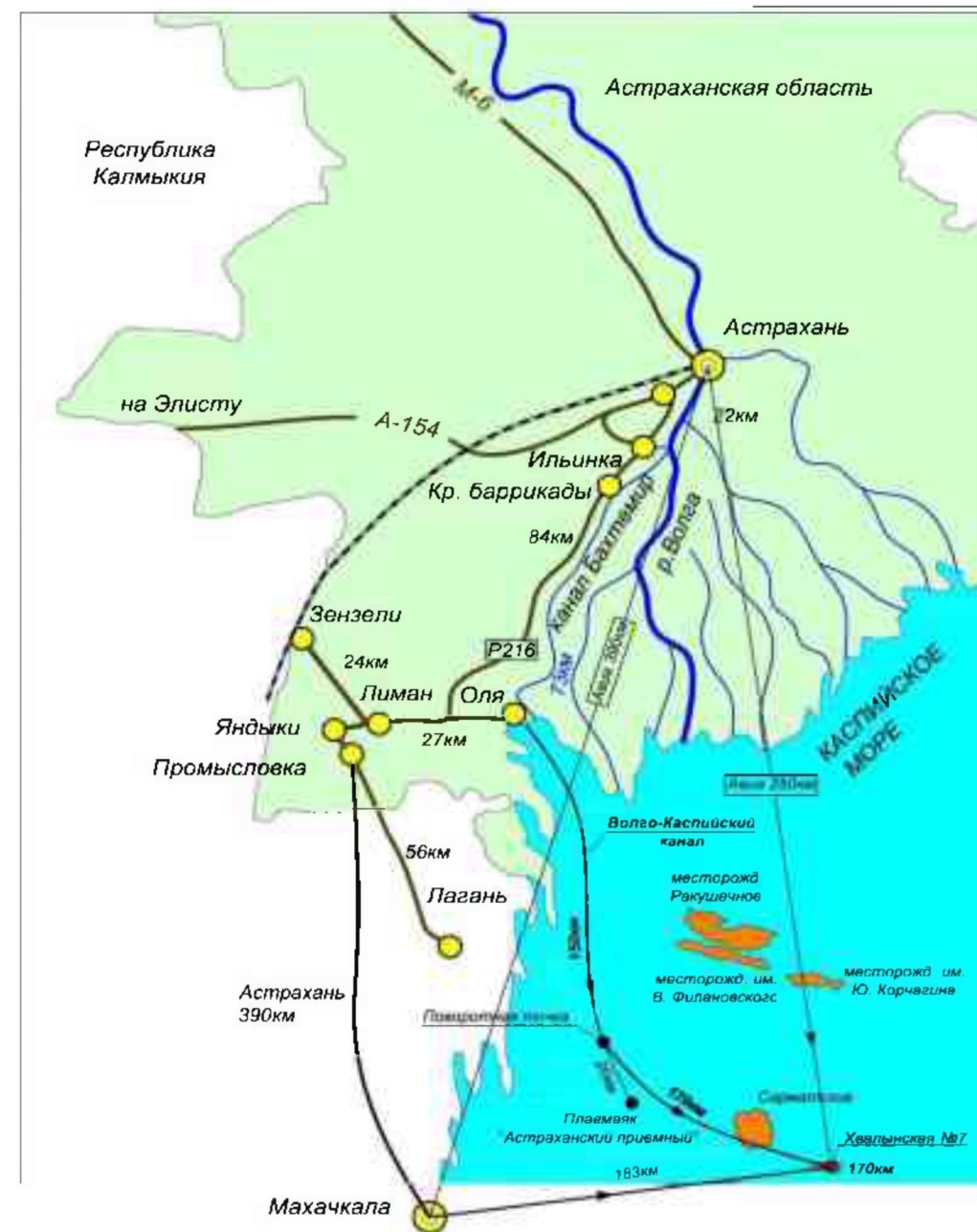
Примечание: * - миля морская = 1852 метра

СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН РАСПОЛОЖЕНИЯ СПБУ "АСТРА"



БЛИЖАЙШИЙ СУДОХОДНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ - "ВОЛГО-КАСПИЙСКИЙ КАНАЛ"
 РАССТОЯНИЕ ДО АСТРАХАНСКОГО РЕЙДА (АСТРАХАНСКИЙ ПРИЕМНЫЙ) - 63 КМ НА ЗАПАД
 БЛИЖАЙШАЯ БЕРЕГОВАЯ ЧЕРТА - ФОРТ ШЕВЧЕНКО

**ОБЗОРНАЯ СХЕМА РАЙОНА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ
 поисково-оценочной скважины №7 Хвалынская, месторождение «170-км»**



- Гораницы лицензионных участков
- 7 Хвалынская (проект) → Разведочная скв. №7 Хвалынская, месторождение «170-км»
- T. 1 ● Поворотная точка
- Путь транспортировки

Изм.	Лист	№ докум.	Гол.	Дата

Ситуационный план расположения СПБУ "АСТРА" на скв. №7 Хвалынская, месторождение «170-км»



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)

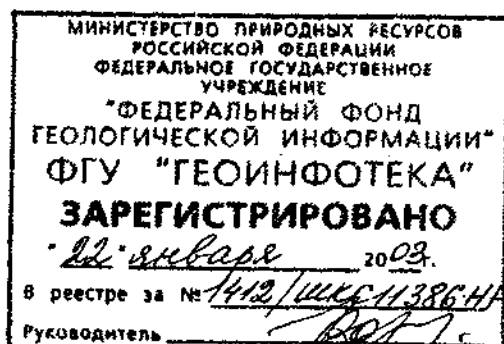
Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии
топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении 1,2
(№ прилож.)

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.



[Handwritten signature]
10. 01. 2003г.

Руководитель предприятия, полу-
чающего лицензию

Николаев

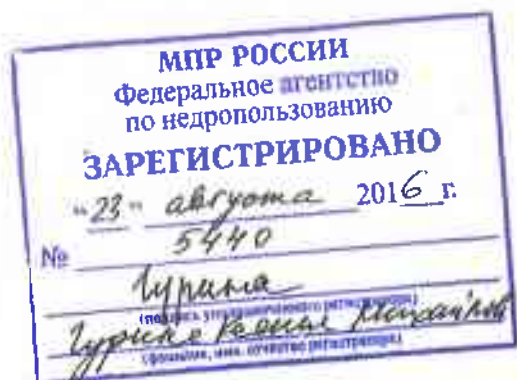
Николай Михайлович

Фамилия, имя, отчество



[Handwritten signature]
14. 01. 2003г.

М.П.



Приложение к лицензии ШКС 11386 НР

ИЗМЕНЕНИЯ

к лицензии на право пользования недрами ШКС 11386 НР

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

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

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

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

Николаева Николая Михайловича

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

Участок недр расположен в северной части
(название населенного пункта,

Каспийского моря
района, области, края, республики)

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

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

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

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

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


(названия документов, количество страниц)


.».

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

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

**Заместитель Руководителя
Федерального агентства по недропользованию**


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



С изменениями и дополнениями в лицензию ШКС 11386 НР согласен,

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».

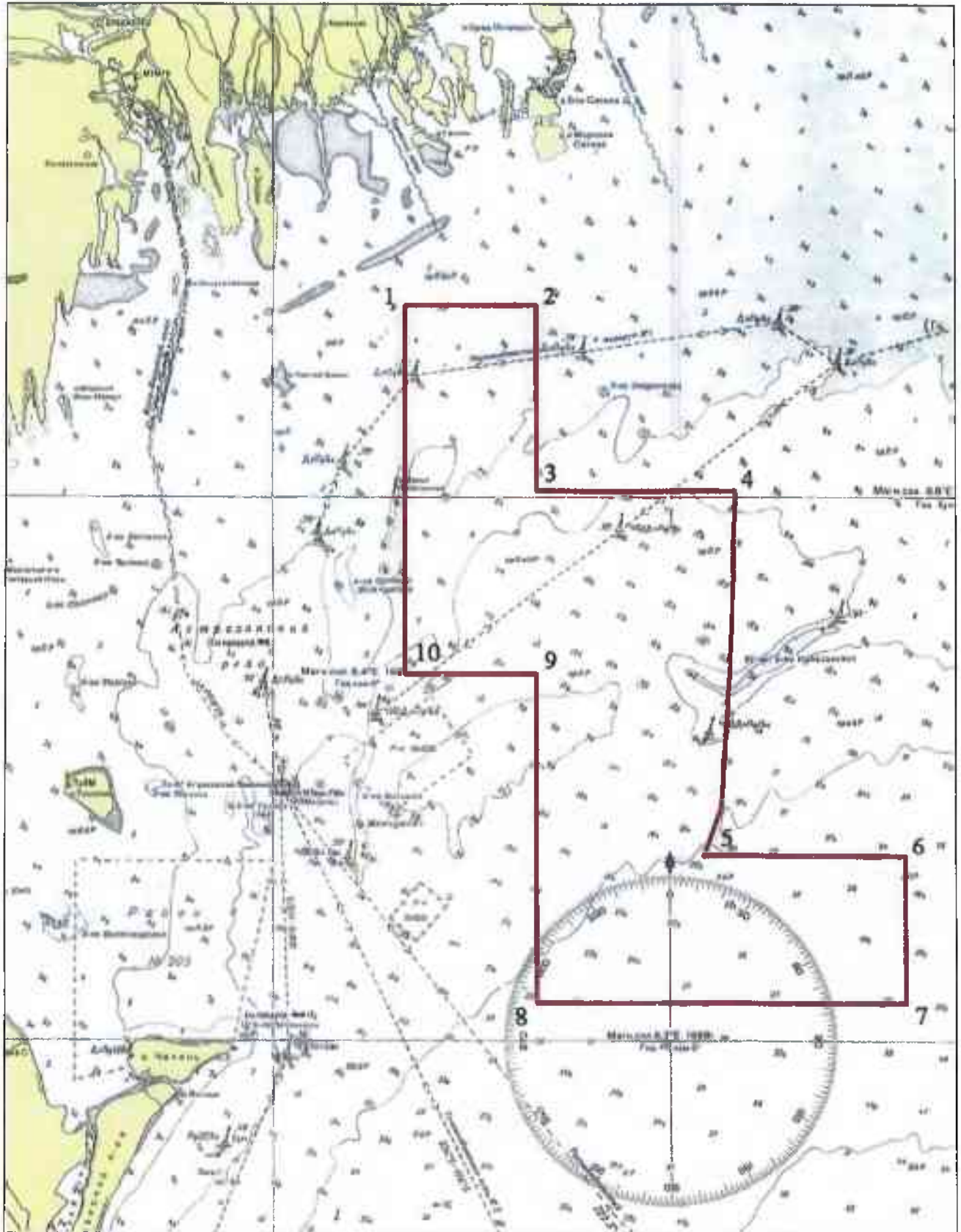
2. Обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» сдать ранее выданную лицензию ШКС 11300 НР в Федеральное государственное учреждение «Федеральный фонд геологической информации».

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.

(подпись)

Н.А.Кобзарева

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, год)

в налоговом органе по месту нахождения Инспекция Федеральной
налоговой службы по Кировскому району г. Астрахани

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