

ПАО «ЛУКОЙЛ»

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс»
СРО-П-113-12012010 регистрационный номер в реестре членов 1097746859561

Организация-заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ:

на бурение (стр
1

Проект № 823
) -
« - »

Договор № 21V 0778/21M0200

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

Организация-заказчик: **ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ:

ПРОЕКТ № 823
на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины
№1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская»

Договор № 21V0778/21M0200

Раздел 1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Том 1

Начальник отдела проектирования
строительства скважин на шельфе

«_____» _____ 2024 г.



Д. А. Овчинников

Волгоград 2024

СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

№№ тома	Шифр	Описание	Разработчик
1	21V0778/21M0200	Раздел 1. Пояснительная записка	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ- Инжиниринг»
2		Раздел 2. Схема планировочной организации площадки строительства	
3		Раздел 3. Объемно-планировочные и архитектурные решения	
		Раздел 4. Конструктивные решения	
4		Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения	
		Подраздел 5.1 Система электроснабжения.	
		Подраздел 5.2 Система водоснабжения	
	Подраздел 5.3 Система водоотведения		
		Подраздел 5.4 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	
		Подраздел 5.5 Сети связи	
5		Раздел 6 Технологические решения. Проект №823 на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская»	
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»
10		Раздел 10. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	
	-	Раздел 11. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов к объекту капитального строительства.	Не разрабатывается
	-	Раздел 12. Смета на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объекта капитального строительства	Согласно Заявлению о проведении госэкспертизы, на рассмотрение не представлена
Иная документация, предусмотренная Федеральными законами			
11		Раздел 13б.1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	АО «ВолгоградНИ- ПИНЕФТЬ»

№№ тома	Шифр	Описание	Разработчик
12		Раздел 13в. План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при бурении (строительстве) поисково-оценочной скважины № 1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская» ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть» в Каспийском море	ООО «ПромПроект»
13		Раздел 13в.1 Оценка воздействия на окружающую среду при выполнении работ по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов при строительстве поисково-оценочной скважины № 1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская» ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть» в Каспийском море	ООО «ПромПроект»

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

Главный инженер проекта
«__» _____ 2024 г.

А.И. Сухарьков

Нормоконтроль, СНС
«__» _____ 2024 г.

Т.В. Мельникова

Исполнители:

Главный инженер проекта

А.И. Сухарьков

СНС

М.А. Соколова

СНС

В.А. Шмелев

Ведущий инженер

О.С. Самойленко

Ведущий инженер

С.О. Букаев

Ведущий инженер

Н.П. Николаева

Ведущий инженер

Ю.А. Попова

Ведущий инженер

И.А. Червякова

Инженер I категории

А.В. Горячева

Инженер II категории

О.Р. Шадчнев

Инженер

З.А. Котов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» - член Ассоциации СРО «Нефтегазпроект-Альянс»,
регистрационный номер СРО-П-113-12012010
основной государственный регистрационный номер 1097746859561
Решение о приёме в члены СРО (дата, номер) 21.02.2011, №18
Сведения о приостановлении права осуществлять подготовку проектной документации: отсутствуют.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	5
1. Основание для проектирования.....	5
2. Исходные данные для проектирования.....	5
3 Сводные технико-экономические данные	6
4 Сведения об отводимом участке акватории.	9
5 Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.	9
6 Сведения о магистральных дорогах и водных путях.....	10
7 Общие сведения о конструкции скважин.	10
8 Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин.....	12
9 Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважин.	14
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	22
Приложение 1. Техническое задание на проектирование.....	23
Приложение 2. Ситуационный план	63
Приложение 3. Лицензия МПР России ШКС № 11386 НР от 22 января 2003 г.....	64
Приложение 4. Выписка из Российского международного реестра судов.....	86

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Проектная документация на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская (далее, ПД «Проект № 823»)» 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 29.12.2004 № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации» (с и м. и доп., вступ. в силу с 01.05.2024).

Проектная документация на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская», включает в себя Разделы с 1 по 13^{б1}, согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 и Федеральным законом от 29.12.2004 № 190-ФЗ.

Сведения и решения по бурению проектной скважины, применяемом оборудовании, используемых материалах и их количестве изложены в томе 5 «Раздел 6 Технологические решения. Проект № 823 на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская» (далее том 5 «Проект на бурение»).

Геолого-технический наряд (ГТН), Наряд на производство буровых работ, Расчет времени на крепление скважины (скважин) и Инженерные расчеты изложены в Приложениях к Тому 5 ПД «Проект № 823».

Структура Тюленья расположено в западной части акватории Каспийского моря на лицензионном участке «Тюлений». Бурение проектной скважины планируется с самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) «Бриз», оборудованной буровым и технологическим комплексами.

1. Основание для проектирования

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

- Лицензия ШКС 16734 НР от 25.01.2021 г. с целевым назначением и видами работ: для геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых, срок действия: до 29.12.2046 г.;
- Отчет интерпретация и обработка сейсмических данных 2D (Договор № 07V0112 от 01.02.2007 г.) на площади «Тюленья» в акватории Каспийского моря. ООО «Геотехсистем»;
- Проект на проведение работ по геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений углеводородного сырья на Тюленьем участке недр, ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ», Москва, 2021 (положительное ЭЗ №552-02-01/2021 от 30.12.2021 г.);
- Протокол № МИ-24п от 09.03.2022 г.;
- Техническое задание на разработку проектной документации на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины № 1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская», утвержденное Генеральным директором ООО «ЛУКОЙЛ- Нижневожскнефть» Н.Н. Ляшко, г. Астрахань, 12.05.2023 г.;
- 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.

2. Исходные данные для проектирования.

Бурение проектной скважины № 1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская», производится с самоподъемной буровой установки (СПБУ) «Бриз», оборудованной буровым и технологическим комплексом. В состав СПБУ «Бриз» входят: главная палуба, корпус, жилой комплекс, буровая вышка 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 № РС 00-26845 от 09.11.2007 г.).

Российским морским регистром судоходства выданы документы, подтверждающие класс СПБУ, ее безопасность, грузовую марку и др., позволяющие СПБУ «Бриз» работать в водах Каспийского моря №303142081 от 27.06.2024 (см. Приложение 4, Том 1).

Класс опасности производственного объекта (площадка буровой установки (СПБУ «Бриз») 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.

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: на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская», утв. Генеральным директором ООО «ЛУКОЙЛ- Нижневолжскнефть» Н.Н. Ляшко, г. Астрахань, 12.05.2023 г. Обзорная схема района работ - Рисунок 1.

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

3 Сводные технико-экономические данные

В Кизлярском заливе Каспийского моря в 1991 г. организация, впоследствии преобразованная в ЗАО «Гео-Хазар», выполнила сейсмические работы МОГТ по трем рекогносцировочным профилям, результаты которых дали общие представления о структуре осадочного чехла региона. Но более существенный вклад в изучение строения осадочных комплексов Кизлярского залива внесли материалы регионально-поисковой съемки МОГТ, выполненной специалистами ЗАО «Гео-Хазар» в 1992 г. По полученным данным составлены уточненные схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования акватории залива, выделены и описаны сейсмокомплексы осадочного чехла, составлены структурные карты по отражающим горизонтам в мезозойско-кайнозойских отложениях. Материалы этих исследований позволили выявить локальное поднятие Тюленеостровное в отложениях нижнего триаса.

В 2001-2003 гг. ЗАО «Гео-Хазар» продолжило поисковую съемку МОГТ-2Д в районе Кизлярского залива. Полученные материалы были переданы в ООО «Парадайм Геофизикал» на обработку. В результате были подготовлены структурные карты по отражающим горизонтам в отложениях триаса, юры, нижнего мела и миоцена (сарматский ярус).

В первой половине 2003 г. специалистами ЗАО «Гео-Хазар» были выполнены анализ и обобщение геолого-геофизических материалов по всему лицензионному участку «Тюлений». По результатам работ был составлен комплект структурных карт, характеризующих строение участка от триасовых отложений до среднеплиоценовых, подтверждена Северо-Тюленевская структура.

Структура расположена к северо-востоку от о. Тюлений. В тектоническом отношении приурочена к Тюленевской палеоструктурной террасе, закартирована по всем отражающим горизонтам от триаса до нижнего мела включительно. Ниже представлена модель Северо-Тюленевской структуры по основным отражающим горизонтам:

- по нефтекумским карбонатным отложениям – это кольцевидная структура примыкания к выступу фундамента, состоящая из двух самостоятельных гипсометрически разноплановых ловушек, вероятно экранирующихся непроницаемыми отложениями среднего триаса-нижней юры. Северный блок осложнен двумя субширотными сбросами, оконтурен по замыкающей изогипсе -4800 м, высота ловушки – 250 м, площадь – 68 км². Западный блок замыкается по изогипсе -5000 м, высота ловушки – 110 м, площадь – 49 км²;
- в интервале среднеюрских отложений поднятие представляет собой структуру облекания выступа фундамента, с затуханием амплитуды вверх по разрезу. Структура представлена западным – основным куполом и двумя меньшими куполами на востоке и северо-востоке. Структура оконтурена по последней замыкающей изогипсе -3900 м, высота ловушки – 100 м, размер по замкнутой изогипсе 15 x 12 км, площадь – 113 км²;
- по верхнеюрским отложениям (титон) структура представлена 3-мя куполами: основным куполом, северо-восточным и восточным, и замыкается объединяющей изогипсой - 3565 м, высота ловушки – 20-32 м, размер по замкнутой изогипсе 15 x 9 км, площадь – 65 км²;
- по кровле отложений нижнего мела структура выражена слабо, представлена одним основным куполом, замыкается изогипсой -3100 м, высота ловушки – 10 м, размер по замкнутой изогипсе 10 x 5 км, площадь – 41 км².

В 2007 г. компанией ООО «Геотехсистем» выполнена переинтерпретация и переработка сейсмических данных 2D. Проведена корреляция горизонтов, осуществлено построение структурных карт и карт изохрон, уточнено строение Северо-Тюленевской структуры.

Скважина № 1 Тюленья закладывается в пределах контура замыкания (в районе контакта) на краю амплитудной сейсмической аномалии в титонском и байос-батском интервалах. Контролируемые структурным фактором амплитудные аномалии в потенциально-перспективных интервалах пород-коллекторов по аналогии с соседними площадями могут обуславливаться наличием газа газовых шапок. Предложенная точка заложения скважины решает задачи опосредования потенциально перспективных интервалов нижнего мела и верхней юры. Проектная глубина скважины – 3500 м, проектный горизонт – кимериджский ярус.

В проектной документации рассмотрены горно-геологические условия бурения, представлена конструкция скважины, изложены технические и технологические решения по бурению, креплению и освоению скважины.

Конструкция скважины разработана на основе проектного геологического разреза и совмещенного графика давлений, с учетом вероятных осложнений и наличия продуктивных пластов, а также фактического опыта бурения скважин на смежных территориях: Сарматской, Западно-Сарматской, Ракушечной, Широтной и Хвалынской площадях, в соответствии с требованиями ФНИП «ПБНПП», приказ № 534 от 15.12.2020 г.

Строительство скважины планируется осуществлять с плавучей самоподъемной буровой установки (СПБУ) «Бриз» класса АВС + А1. Буровое оборудование отвечает требованиям «Ростехнадзора» РФ. Разрешение на применение № РРС 00-26845 от 09.11.2007 .

В состав СПБУ «Бриз» 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 самоходную баржу длиной 53,04 м, шириной 53,6 м и высотой 5,49 м, с восьмиугольной 19,1x24,3 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 67,5 м 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 производства: 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 189,1 сут.

Коммерческая скорость строительства скважины составляет 1180 м/ст.мес.

Ориентировочная дата начала бурения (строительства) скважины – февраль 2026 г.

4 Сведения об отводимом участке акватории.

Рельеф местности (дна) на отводимом участке акватории Северного Каспия пологий, глубина моря \approx 6 м. Верхняя часть разреза (1 м) сложена переслаиванием песка с ракушкой. Пески разнозернистые. Ниже переслаивание песчано-глинистых отложений. Песок желто-серый, пылеватый, местами рыхлый с включениями растительного детрита и раковинной крошки. Глины серые, туго- и мягкопластичные с включением раковин разной степени сохранности.

Назначение участка - Обеспечение постановки СПБУ на точку и возможности работы в районе транспортно-буксировочными судами (ТБС) с вытравленными якорь-цепями. Обеспечение безопасности мореплавания.

В соответствии со ст. 60 Конвенция ООН по морскому праву 1982 г. устанавливается защитная зона в радиусе 1 морской мили от буровой установки (Федеральный закон «О континентальном шельфе» Российской Федерации Глава IV ст. 16). контроль состава газа сепарации) с гл. 3064 м.

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

Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Источник и характеристика водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км/миль	Характеристика водо- и энергопривода, связи
Водоснабжение: для бурения питьевая	Забортная вода п. Ильинка	211	погружные насосы суда обеспечения
для бытовых нужд	забортная вода через опреснительную установку		погружные насосы
Энергоснабжение:	От 4-х генераторов «САТО»; U=600 В; 1385 А Привод генераторов от 4-х дизелей D-3512 Caterpillar Аварийный дизельгенератор Caterpillar 3412 TA		

Название вида снабжения	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км/миль	Характеристика водо- и энергопривода, связи
Связь:	Система спутниковой связи, предусматривающая удаленный мониторинг процесса бурения и экологии - ПВ/КВ приемопередающая установка на частоте 2187кГц и центр. изб. вызовом на 2182кГц - УКВ радиостановки с цифр. Standard Horizon избир. вызовом на канале 70 - носимые УКВ радиостанции	-	INMARSAT ГЛОНАСС и GPS SAILOR или др. ICOM IC

Примечание:

1. ГЛОНАСС - ГЛОбальная НАвигационная Спутниковая Система — российская спутниковая система навигации;
2. GPS - Global Positioning System (USA) - Американская навигационная система;
3. INMARSAT - Глобальная система мобильной спутниковой связи. Спутники с услугой Broadband Global Area Network (широкополосная глобальная сеть). По технической спецификации Siemens Industrial Turbomachinery AB 2013.

6 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 211 км (114 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.

7 Общие сведения о конструкции скважин.

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.

Водоотделяющая колонна (0-150 м) зачищается морской водой с периодической прокачкой вязких бентонитовых пачек объемом по 20 м³ (в условиях преобладания крупного глинистого шлама – 2 р. 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.).

Предусмотреть контроль наличия сероводорода в промывочной жидкости (контроль сульфидов железа, 1.7. Сведения о магистральных дорогах и водных путях

Общие сведения о конструкции скважины приведены в таблице 2.

Таблица 2 - 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
		по вертикали		по стволу		по вертикали	по стволу		
		От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)				
Водоотделяющая (направление), забивная обсадная колонна*	762	0	150	0	150	не цементируется		М.В./Бентонитовый	1020-1050
Кондуктор	508	0	311	0	311	36	36	Высокоингибирующий полимеркалийевый	1280
Промежуточная колонна	339,7	0	2271	0	2271	36	36		1280
Эксплуатационная колонна	244,5	0	3064	0	3064	1771	1771		1240
Потайная колонна- «хвостовик»	177,8	2814	3500	2814	3500	2814	2814		

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.

Водоотделяющая колонна (0-150 м) зачищается морской водой с периодической прокачкой вязких бентонитовых пачек объемом по 120 м³(в условиях преобладания крупного глинистого шлама – 2 р. на свечу, в условиях преобладания песчаного шлама – по окончании каждой свечи перед наращиванием) с последующим переводом скважины на инвертно-эмульсионный буровой раствор без приостановки.

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).

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.

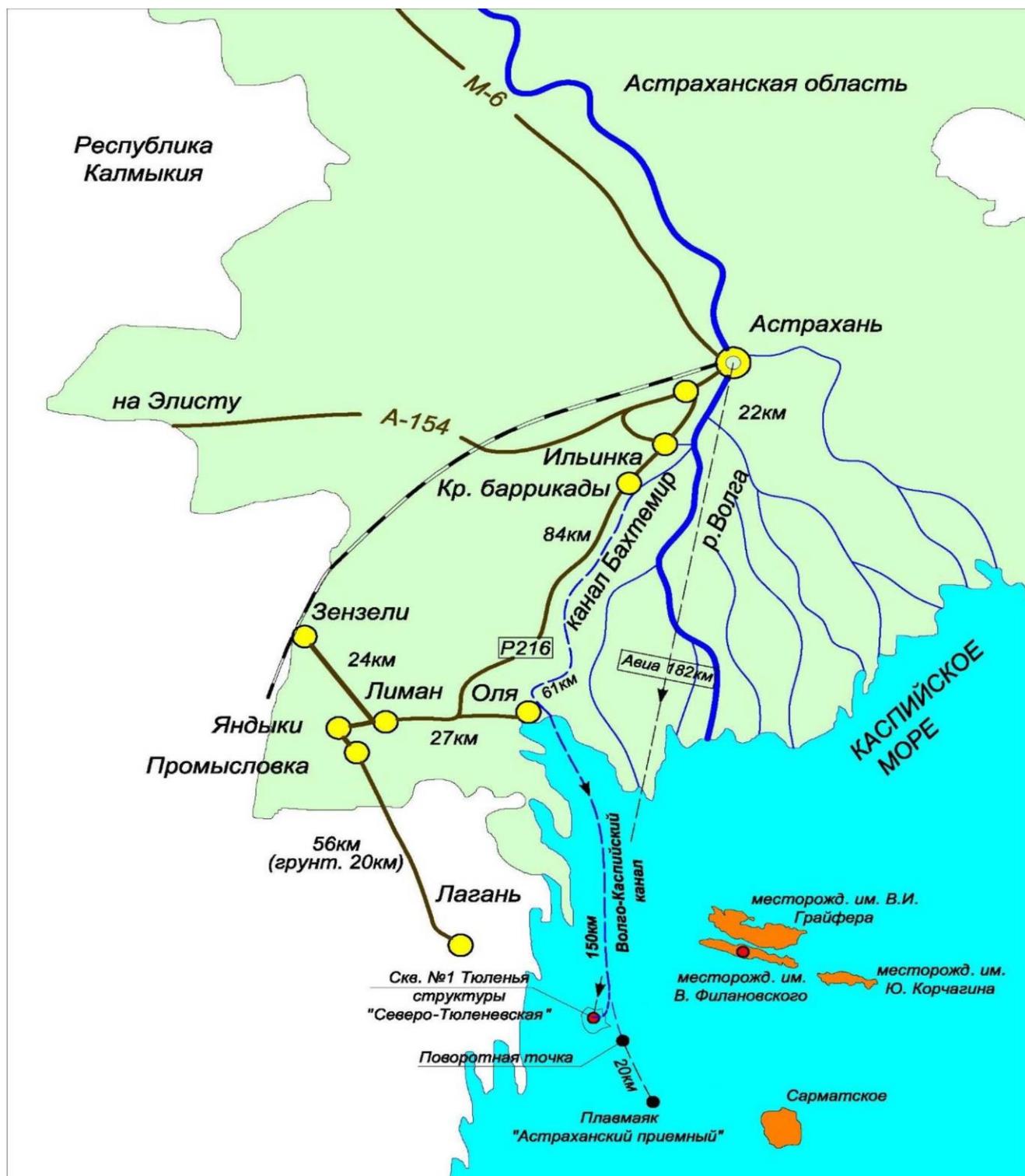


Рисунок 2. Схема транспортных связей
поисково-оценочной скв. №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская»

8 Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин.

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

Таблица 3 - Потребность в основных видах ресурсов для строительства скважин.

Наименование	Потребность скважину	Примечание
Морская вода(м ³)	120	<i>зачистка водоотделяющей колонны (0-150м)</i>
Техническая вода(м ³)	1512 / 1512	<i>Бурение в интервале 0 - 3500 м / 3500 м+150 м</i>
	150,2 / 151,3	<i>Крепление / с учетом дополнительного количества материалов в случае увеличения последнего интервала +150 м</i>
	476 / 479,0	<i>Испытание / с учетом дополнительного количества материалов в случае увеличения последнего интервала +150 м</i>
	22,2/18,2	<i>при ликвидации скважины (Со спущенным «хвостовиком» Ø 177,8 мм / Без спущенного «хвостовика» Ø 177,8 мм)</i>
Материалы и химреагенты (т)	217219/242717	<i>Бурение в интервале 0 - 3500 м / 3500 м+150 м</i>
	399,7 / 405,2	<i>Крепление / с учетом дополнительного количества материалов в случае увеличения последнего интервала +150 м</i>
	143,4 / 147	<i>Испытание / с учетом дополнительного количества материалов в случае увеличения последнего интервала +150 м</i>
	10,2 / 7,7	<i>При ликвидации скважины (Со спущенным «хвостовиком» Ø 177,8 мм / Без спущенного «хвостовика» Ø 177,8 мм)</i>
Масло (кг)	5590	
Дизельное топливо (т)	399622	
Бурильные трубы УБТ, СБТ, ТБИ, ТБТ (т)	529,1	
Обсадные трубы (т)	647,3	ВОК (установлены)

Примечание:

1. Предусмотреть контроль наличия сероводорода в промывочной жидкости.
2. В связи с геологической неопределенностью разреза, возможно отклонение от проектной глубины. Возможная вариативность протяженности ствола скважины +/-150 м, при этом проектный горизонт остается неизменным.
3. 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 25.12.2023).
2. Федеральный закон от 30.11.1995 № 187-ФЗ, «О континентальном шельфе Российской Федерации» (с изм. от 19.10.2023 N503-ФЗ).
3. Федеральный закон от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изм. от 14.11.2023 N 534-ФЗ).
4. Федеральный закон от 24.07.1998 n 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (в ред. ФЗ от 25.12.2023 N 639-ФЗ).
5. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ, «Об охране окружающей среды» (с изм. от 25.12.2023 N 677-ФЗ).
6. Федеральный закон от 29.12.2004г. № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации» (с изм. от 25.12.2023 N 627-ФЗ).
7. Федеральный закон от 03.06.2006 N 74-ФЗ, «Водный кодекс Российской Федерации» (с изм. 25.12.2023 № 657-ФЗ).
8. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ, «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изм. от 25.12.2023 N 665-ФЗ).
9. Федеральный закон от 22.07.2002г. №184-ФЗ «О техническом регулировании», (с изм. от 02.07.2021г. №351-ФЗ).
10. Федеральный закон от 30.12.2009 N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», (с изм. от 02.07.2013 N 185-ФЗ).
11. Приказ от 24.12.2019 N 3277 «О внесении изменений в Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17.04.2019 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 N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
12. Федеральный закон от 28.12.2013 N426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» (с изм. от 24.07.2023 № 381-ФЗ).
13. Федеральный закон от 28.12.2013 N 421-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с принятием Федерального закона «О специальной оценке условий труда».
14. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» (с изм. от 15.09.2023 N 1506).
15. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020г. N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в РФ», (изм. от 30.03.2023 N 510).
16. Постановление Правительства РФ от 30.11.2021 г. N 2127 «О порядке подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с пользованием недрами по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» (с изм. от 20.05.2023 N 801).
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 13.01.2023 N 13).
18. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом Ростехнадзора 15.12.2020 N 534.
19. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ», утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 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 22.06.2009 №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 РФ от 20.02.2014 N 103н).
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», (с изм. от 20.02.2014 N 103н).
23. Приказ Ростехнадзора от 30.11.2020 № 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 28.01.2021 №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 инженерно-технических работников по надзору за безопасной эксплуатацией грузоподъемных машин, утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 26.11.1993 №42, (с изм. №1 РДИ 10-388(40)-00 утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 06.10.2000 N 59).
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. Приказ Ростехнадзора от 30.11.2020 № 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».
28. Приказ Министерства здравоохранения РФ от 28.01.2021 №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).
29. 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», утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.21г. №3, (с изм. от 14.02.2022 №6).
30. ОСТ 51.01-02-84 Система стандартов безопасности труда. Средства безопасности для обустройства морских стационарных платформ. Средства связи. Общие требования.
31. ОСТ 51.01-02-84 Система стандартов безопасности труда. Средства безопасности для обустройства морских стационарных платформ. Средства связи. Общие требования.
32. ГОСТ ISO 9000-2011 Межгосударственный стандарт ГОСТ «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь».
33. ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Системы менеджмента качества. Требования.

34. ISO 45001:2018 Системы менеджмента охраны здоровья и безопасности труда. Требования и рекомендации по применению.
35. ISO 10426-1:2009 Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 1. Технические условия.
36. ГОСТ 1581 - 2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 28.06.2019 N 55).
37. ГОСТ 20692-2003 Долота шарошечные. Технические условия, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 22.05.2003 N 23).
38. ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008): Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Протоколом от 25.07.2014 N 45, (с изм. N 2, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации, Протокол от 31.05.2023 N 162-П).
39. 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 г. N 46).
40. 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 04.02.2004 N 15).
41. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
42. ГОСТ 12.4.103-2020 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 31.08.2020 N 132-П), с поправками №1 и 2.
43. 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).
44. 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), с поправкой.
45. 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), с поправкой.
46. 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 N 104-П от 12.12.2017 (с изм. №1, утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15.11.2022 N 1288-ст.).
47. 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.
48. 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.
49. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования, утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15.12.2009 N 1151-ст.
50. ГОСТ Р 35016-2023 (ISO/TR 10400:2018) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчет свойств, принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол от 25.09.2023 N 165-П).

51. 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.
52. ВСН 39 - 86 Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ.- М: ВНИИОЭНГ, 1987.
53. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.0-2020 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Термины и определения, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 13.07.2020 №126.
54. 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.
55. 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.
56. 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.
57. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 №149.
58. 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.
59. 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 26.08.2019 №149 (с изм. №1 СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2-2019, утв. от 22.10.2020 приказом № 193).
60. 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.
61. 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.
62. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.15-2023 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Средства индивидуальной защиты. Общие требования, утв. Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 20.09.2023 №160.
63. 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.
64. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.20.2-2022 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к несению аварийно-спасательного дежурства дежурно-спасательными судами в районе морских нефтегазовых объектов организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 14.07.2022 №123.
65. СТО ЛУКОЙЛ 1.13.2-2023. Система управления проектной деятельностью в Группе «ЛУКОЙЛ». Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях. Общие требования, утв. приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 04.03.2024 №45.
66. 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», 2019.

67. 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.
68. 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).
69. П-05-01-20-05-22 Положение о порядке регистрации, оповещения, расследования причин техногенных событий на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», их учета и анализа, утв. Приказом от 19.12.2022 №505.
70. 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.
71. 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.
72. Минимальные требования по буровым растворам организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. Указание ПАО «ЛУКОЙЛ» от 16.03.2018 № РМ-4У.
73. 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.
74. 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.
75. Минимальные требования к предоставлению услуг по отбору керна на месторождениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ», утв. Указанием ПАО «ЛУКОЙЛ» от 09.01.2019 № РМ-1У.
76. Регламент по геолого-геофизическому сопровождению бурения горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием в Группе «ЛУКОЙЛ», утв. Указанием ПАО «ЛУКОЙЛ» от 16.08.2016 № РМ-9У.
77. СП 1.1.1058-01 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 изм. N 1, утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 27.03. 2007 N 13.
78. СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда, утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 02.12.2020 №40.
79. 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.
80. 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 изм. N 1, утв. Приказом МЧС РФ от 09.12.2010 N 643.
81. СП 48.13330.2019 СНиП 12-01-2004 Организация строительства, утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 24.12.2019 N 861/пр., с изм. N 1, утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.03.2022 г. N 207/пр.
82. СП 246.1325800.2023 Положение об авторском надзоре при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов капитального строительства, утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 09.01.2024 № 5/пр.
83. СП 14.13330.2018 Свод правил. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*, утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 24.05.2018 N 309/пр, с изм. N 3, утв.

- Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 31.05.2022 N 434/пр с 31.05.2022.
84. 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.
 85. НД 2-090601-011 «Правила по нефтегазовому оборудованию морских плавучих нефтегазовых комплексов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ, разработанные Российским морским регистром судоходства, Санкт-Петербург 2023.
 86. РД 08-272-99 Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности. утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 17.03.99 N 19.
 87. РД 31.15.01-89 Правила морской перевозки опасных грузов, утв. Приказом Министерства морского флота от 03.05.89 N 56, с изм. N 3, утв. Приказом Минтранса России от 06.05.1998 N 49 и дополнением к изменению №3.
 88. РД 31.81.01-87 Требования техники безопасности к морским судам (с изменениями и дополнениями, утв. решением Министерства морского флота и Министерства судостроительной промышленности от 02.08.1988 N СМ-53/2446.
 89. РД 31.81.10-91 Правила техники безопасности на судах морского флота, утв. Министерством морского флота от 01.07.1992.
 90. РД 31.87.02-95 Положение об обучении и инструктаже по охране труда работников плавящего состава судов морского транспорта. утв. Департаментом морского транспорта 20.09.1995.
 91. РД 39-013-90 Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Утв. Министерством нефтяной и газовой промышленности СССР 26.04.1990.
 92. РД 39-136-95 Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб, утв. АО ВНИИТнефть от 15.02.1995.
 93. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин, утв. ОАО «Газпром» 25.07.2000.
 94. Дополнение к Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, М., 1997г., согласовано с Госгортехнадзором России письмом от 06.09.2000 N 10-03/667.
 95. Дополнение к Инструкции по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин, М., 1999г., согласовано Госгортехнадзором России письмом от 13.01.1999 N 10-03/15.
 96. РД 39-0148052-537-87 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ, утв. Министерством нефтяной промышленности 28.01.1987, с дополнением.
 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 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 2-020101-171), СПб: Российский морской регистр судоходства, 2024.
 103. Правила по оборудованию морских судов. Часть III. Сигнальные средства (НД N 2-020101-171), СПб: Российский морской регистр судоходства, 2023.
 104. Правила по оборудованию морских судов. Часть IV. «Радиооборудование» (НД N 2-020101-171), СПб: Российский морской регистр судоходства, 2023.
 105. Правила по оборудованию морских судов. Часть V. «Навигационное оборудование» (НД N 2-020101-171), СПб: Российский морской регистр судоходства, 2024.
 106. 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.

107. 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.
 108. ИПБОТ 074-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при испытании обсадной колонны на герметичность (актуализированная редакция), утв. Постановлением от 05.08.2008 N 14-01/75.
 109. Приказ Минэнерго России от 20.02.1995 N 34 «О введении в действие нормативных документов по охране труда для предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса Российской Федерации».
 110. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Шестое издание переработанное и дополненное, утв. Министерством энергетики России от 08.07.2002 № 204.
 111. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание переработанное и дополненное, утв. Министерством энергетики России от 08.07.2002 № 204.
 112. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. N 903н (с изм.от 29.04.2022 N 279н).
 113. Правила по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ, утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты населения от 11.12.2020 № 884н.
 114. Правила по охране труда на морских судах и судах внутреннего водного транспорта, утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты населения от 11.12.2020 № 886н (с изм. от 05.10.2021 N 671н).
 115. Правила по охране труда при проведении водолазных работ, утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты населения от 17.12.2020 № 922н.
 116. 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 29.05.2023 N 195).
 117. 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.
 118. 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.
 119. Методика проведения неразрушающего контроля бурильных труб УБТ 4296/755-00.025 МУ, 1998г.
 120. Постановление Правительства РФ от 29.05.2008 N 404 «О Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации» (с изм. от 30.10.2021г. N 1874).
 121. 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 N 178.
- Справочные и информационные материалы:*
122. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. Москва 1996г.
 123. Типовые нормы времени на промыслово-исследовательские работы (исследование нефтяных и нагнетательных скважин) М.: ВНИИОЭНГ, 1989г.
 124. 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.
 125. Сметные нормы времени на промыслово-геофизические исследования в скважинах, утв. Министерство нефтяной промышленности СССР 10.04.1984.
 126. Инструкция по расчету насосно-компрессорных труб. АООТ «ВНИИТнефть». Госгортехнадзор России 09.07.98 №10-03/356.
 127. 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.
 128. Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию., М., «Недра», 1983 г.- 429 с.

129. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, исправленное и дополненное. – СПб.:²¹
Издательство ВСЕГЕИ, 2019. – 96 с.
130. Методические указания по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов. М., ВНИГНИ, 1983.
131. Методическое руководство по составлению и подготовке к изданию листов Государственной геологической карты РФ масштаба 1:200 000 (второго издания). Версия 1.4. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2019. 188 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

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



ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку проектной документации:
на бурение (строительство) поисково-оценочной скважины
№ 1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская»

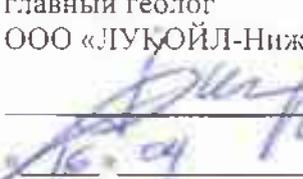
«СОГЛАСОВАНО»

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


 А.В. Усенков
 «10.05» 2023 г.

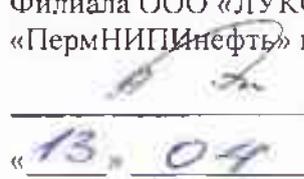
«СОГЛАСОВАНО»

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


 Р.Р. Шафrikov
 «16.04» 2023 г.

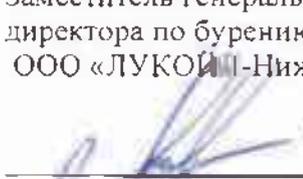
«СОГЛАСОВАНО»

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


 Р.А. Шадчнев
 «13.04» 2023 г.

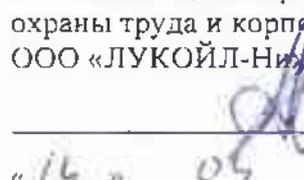
«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель генерального
 директора по бурению
 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»


 Р.И. Набиуллин
 «14.04» 2023 г.

«СОГЛАСОВАНО»

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


 А.В. Арестов
 «14.04» 2023 г.

г. Астрахань 2023 г.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
1	Категория скважины	Поисково-оценочная
2	Номер скважины строящийся по данному проекту	1
3	Площадь	структура «Северо-Тюленевская»
4	Расположение (суша, море)	Море. Западная часть акватории Каспийского моря. ЛУ Тюлений.
5	Цель бурения и назначение скважины	Поиск залежей УВС в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях, уточнение структурного плана, изучение ФЕС, характера насыщения, уточнение положения флюидных контактов и подсчетных параметров
6	Проектный горизонт	Кимериджский ярус верхней юры (J ₃ km)
7	Проектная глубина	3500 м Глубина скважины из-за геологической неопределенности может быть увеличена на 150 м или уменьшена на 150 м, при этом проектный горизонт остается неизменным.
8	Число объектов испытания: В колонне В открытом стволе	5 ГДК-120 точек, ОПК – 12 проб
9	Вид скважины	Вертикальная
10	Основание для проектирования	Приложение 1
11	Административное положение сведения о районе буровых работ	В административном отношении район работ расположен в Западной части акватории Каспийского моря. В тектоническом плане Северо-Тюленевская структура расположена в пределах Прикумско-Центральной Каспийской системе прогибов и поднятий на сопряжении Хвалынско-Сарматской зоны и Прикумской структурной зоны на суше. В отношении нефтегазогеологического районирования структура приурочена к Восточно-Предкавказско-Среднекаспийской НГО на сопряжении Прикумского НГР и Западно-Каспийского НГР. Климат – умеренно-континентальный, колебания температур в течение года от +25 до -6°С, среднегодовое количество осадков 140 мм, глубина моря в точке бурения ~ 5,8 м.
12	Геолого-техническая информация	Приложения 2-16 В процессе разработки проектной документации учесть опыт бурения скважин Сарматской, Западно-Сарматской, Ракушечной, Широкой и Хвалынской площадей
13	Требования к конструкции скважины. Глубины даны по вертикали/по стволу	В конструкции скважины предусмотреть: - водоотделяющая колонна (забивное направление) 762 мм x 150 м; - кондуктор 508 мм x 311 м (ВПЦ - до дна моря); - промежуточная колонна 339,7 мм x 2271 м (ВПЦ - до дна моря); - эксплуатационная колонна 244,5 мм x 3064 м (ВПЦ - 500 м выше башмака промежуточной колонны); - хвостовик 177,8 мм на глубину 3500 м (голова хвостовика на 250 м выше башмака эксплуатационной колонны, ВПЦ по всей длине). Предусмотреть возможность бурения на . Предусмотреть использование бурильного инструмента в сероводородостойком исполнении. Конструкция скважины (глубины спуска колонн) и ВПЦ уточняется при проектировании в соответствии с геолого-

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
		технической информацией (Приложения 2-16).
14	Перечень интервалов подлежащих испытанию и опробованию в процессе бурения, в открытом стволе (при наличии нефтегазонасыщенных коллекторов)	В открытом стволе при наличии газопоказаний выше фоновых в интервалах: 3107-3130 м, 3252-3255 м, 3357-3360 м, 3360-3370 м, 3375-3390 м, 3410-3425 м – ГДК – 120 точек, ОПК – 12 проб (по решению Заказчика)
15	Испытание в эксплуатационной колонне (снизу вверх):	I объект 3410-3425 м; II объект 3375-3390 м; III объект 3360-3370 м; IV объект 3252-3255 м; V объект 3107-3130 м. Примечание: интервалы перфорации уточняются по результатам ГИС и согласовываются с Заказчиком
16	Интенсификация притока	СКО в I-III объектах по решению Заказчика
17	ГТИ	С глубины 150 м до окончания строительства скважины
18	Геофизические работы	Полный комплекс ГИС (по технологии прогноз под забой). (Изменения и дополнения по решению Заказчика)
19	Типы испытателя пластов	ОПК (MDT)
20	Тип перфоратора	Перфоратор типа НДР на НКТ и/или на кабеле
21	Объем и интервалы отбора керна	К1а: 3107-3143 = 36 м; К1с: 3252-3270 = 18 м; J3tt-I, II: 3357-3393 = 36 м; J3tt-II, III: 3393-3411 = 18 м; J3tt-III: 3411-3438 = 27 м; Итого: 135 м
22	Радиус круга допуска	50 м (уточняет Заказчик)
23	Объем подготовительных работ к строительству скважин	Инженерно-геологические изыскания в месте установки СПБУ, установка СПБУ на точку бурения
24	Тип буровой установки при бурении и освоении скважины в колонне. Вид монтажа	СПБУ « ». Стандартная буксировка, постановка на точку бурения
25	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
26	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 с предварительной химической обработкой. Опреснительная установка СПБУ « ». На СПБУ « » обеспечена двусторонняя спутниковая связь.
27	Транспортная схема и виды применяемого транспорта, включая спецтранспорт, тарифная группа судов, характеристики дорог и подъездных путей, наличие аэродромов, вертолетных площадок	Суда ТБС: СО типа «Урай», типа «Полюс». АСС: СО типа «Нарьян Мар». Железнодорожный и автотранспорт до п. Ильинка (КТПБ Ильинка). Аэропорт г. Астрахань для вертолетных перевозок.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
28	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). Специализированные подрядчики по комплексному виду сервисных работ: долота, ГИС, ГТИ, ПВР, испытание, цементирование, буровые растворы, спуск колонн, отбор керна и др.
29	Требования по механизации и автоматизации технологических процессов, а также наличие средств контроля за процессом бурения и диспетчеризации	Предусмотреть удаленный мониторинг бурения: 1. Стандартный пакет услуг ГТИ. 2. Спутниковый канал связи. 3. Видео связь. 4. Интернет. 5. Веб-интерфейс. 6. Электронная система отчетности супервайзеров (геолога/технолога). 7. Обеспечить видеорегистрацию процесса бурения с формированием видеoarхива с использованием электронных средств носителей информации, обеспечивающих возможность передачи информации в Ростехнадзор.
30	Разработка мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Выполняется в рамках Раздела 12б.1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»*
31	Разработка мероприятий по охране окружающей среды	При расчете оценки воздействия на окружающую среду в разделе 8 проектной документации «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» учесть дополнительное время от расчетного проектного времени строительства скважины в размере 20%. * Изготовить буклеты для проведения общественных слушаний
32	Разработка оценки степени риска и мероприятий по снижению степени риска при строительстве скважины	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 скважины
33	Разработка раздела консервации и ликвидации скважины	Требуется. Разработать раздел «Ликвидация/консервация скважины»
34	Дополнительные требования к проектной документации:	
	1. Раздел «Архитектурные решения»	Не требуется
	2. Раздел «Энергоэффективность»	Не требуется
	3. Раздел «Проект Организации строительства»	Требуется. Разработать Раздел 6 «Организация строительства»
35	Уровень степени сейсмической опасности для зданий (сооружений) (п.1.3* СНиП II-7-81*)	Карта С (комплект карт ОСР-97)
36	Уровень ответственности в соответствии со ст. 4 Федерального закона от 30.12.2009 г. № ФЗ-384	Повышенный
37	Класс опасного производственного объекта	II класс опасности, ОПО со средней опасностью
38	Стадийность документации	Проектная документация

№ пп	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	2	3
39	Вид строительства	Новое
40	Организация заказчик	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
41	Проектная организация	Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИИНефть» в г. Пермь

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

Приложения:

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

Начальник геологического отдела



А.Г. Атекхов

Начальник технологического отдела



Р.Е. Набокин

И.В. Селицкий

Приложение 1

Основание для проектирования

В акватории Каспийского моря непосредственно в Кизлярском заливе в 1991 г. организация, впоследствии преобразованная в ЗАО «Гео-Хазар», выполнила сейсмические работы МОГТ по трем рекогносцировочным профилям, результаты которых дали общие представления о структуре осадочного чехла. Наиболее существенный вклад в изучение строения здесь осадочных комплексов внесли материалы регионально-поисковой съемки МОГТ, выполненной в 1992 г. ЗАО «Гео-Хазар». По этим данным составлены уточненные схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования акватории залива, выделены и описаны сейсмокомплексы в осадочном чехле и составлены структурные карты по отражающим горизонтам в мезозойско-кайнозойских отложениях. Материалы этих исследований позволили выявить локальное поднятие Тюленеостровное в отложениях нижнего триаса.

В 2001-2003 гг. ЗАО «Гео-Хазар» продолжило поисковую съемку МОГТ в районе Кизлярского залива. Материалы морских работ сейморазведочной съемки МОГТ-2Д были переданы в ООО «Парадайм Геофизикал» на обработку. Конечным результатом этих работ стали структурные карты по отражающим горизонтам в отложениях триаса, юры, нижнего мела и миоцена (сарматского яруса). В первой половине 2003 г. в ЗАО «Гео-Хазар» были выполнены анализ и обобщение геолого-геофизических материалов по всему лицензионному участку «Тюлений». Результаты этих работ представляют собой комплект структурных карт, характеризующих строение лицензионного участка от триасовых отложений до среднеплиоценовых.

Северо-Тюленевская структура расположена к северо-востоку от о. Тюлений, закартирована по всем отражающим горизонтам от триаса до нижнего мела включительно. В тектоническом отношении приурочена к Тюленевской палеоструктурной террасе.

Ниже представлена модель Северо-Тюленевской структуры по основным отражающим горизонтам:

- по нефтекумским карбонатным отложениям нижнего триаса – это кольцевидная структура примыкания к выступу фундамента, состоящая из двух самостоятельных гипсометрически разноплановых ловушек, вероятно экранирующихся непроницаемыми отложениями среднего триаса-нижней юры. Северный блок осложнен двумя субширотными сбросами, оконтурен по замыкающей изогипсе -4800 м, высота ловушки – 250 м, площадь – 68 км². Западный блок замыкается по изогипсе -5000 м, высота ловушки – 110 м, площадь – 49 км².

- в интервале среднеюрских отложений поднятие представляет собой структуру облекания выступа фундамента, с затуханием амплитуды структуры вверх по разрезу.

Структура представлена западным – основным куполом и двумя небольшими куполами на востоке и северо-востоке. Структура оконтурена по последней замыкающей изогипсе -3900 м, высота ловушки – 100 м, размер по замкнутой изогипсе 15 x 12 км, площадь – 113 км².

- по верхнеюрским отложениям (титон) структура представлена 3-мя куполами: основным куполом, северо-восточным и восточным, и замыкается объединяющей изогипсой -3565 м, высота ловушки – 20-32 м, размер по замкнутой изогипсе 15 x 9 км, площадь – 65 км².

- по кровле отложений нижнего мела структура выражена слабо, представлена одним основным куполом, замыкается объединяющей изогипсой -3100 м, высота ловушки – 10 м, размер по замкнутой изогипсе 10 x 5 км, площадь – 41 км².

В 2007 г. компанией ООО «Геотехсистем» выполнена интерпретация и обработка сейсмических данных 2D (Договор № 07V0112 от 01.02.2007 г.). Проведена корреляция горизонтов, осуществлено построение структурных карт и карт изохрон.

Скважина № 1 Тюленья закладывается в пределах контура замыкания (в районе контакта) на краю амплитудной сейсмической аномалии в титонском и байос-батском интервалах. Контролируемые структурным фактором амплитудные аномалии в продуктивных интервалах пород-коллекторов на соседних площадях могут обуславливаться наличием газа/газовых шапок. Предложенная точка заложения скважины решает задачи опоискования нескольких объектов: перспективные интервалы нижнего мела, верхней и средней юры.

Проектная глубина скважины – 3500 м, проектный горизонт – кимериджский ярус.

Документы, являющиеся основанием для проектирования:

- Лицензия ШКС 16734 НР от 25.01.2021 г. с целевым назначением и видами работ: для геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых, срок действия: до 29.12.2046 г.;
- Отчет интерпретация и обработка сейсмических данных 2D (Договор № 07V0112 от 01.02.2007 г.) на площади «Тюленья» в акватории Каспийского моря. ООО «Геотехсистем»;
- Проект на проведение работ по геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений углеводородного сырья на Тюленьем участке недр, ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ», Москва, 2021 (положительное ЭЗ №552-02-01/2021 от 30.12.2021 г.);
- Протокол № МИ-24п от 09.03.2022 г.

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	36,0	Столб воды					
		Четвертичная система					
		<u>Плейстоцен</u>					
36,0	311	Неоплейстоцен	Q _{NP}		Практически горизонтально	1,10-1,12 (в интервале 150-311 м)	
311	530	Верхний эоплейстоцен	Q _{EP}		- II -	1,10-1,14	
		Апшеронский региоарус					
		Неогеновая система					
		<u>Плиоцен</u>	N _{2a}		- II -	1,10-1,14	
530	1428	Акчагыльский региоарус					
		Палеогеновая система					
		<u>Олигоцен</u>					
1428	2271	<i>Майкопская серия</i>	P _{3mk}		- II -	1,10-1,14	
2271	2443	<u>Эоцен и палеоцен</u>	P ₁₋₂		- II -	1,00-1,02	
		Меловая система					
		<u>Верхний отдел</u>					
2443	3064	Маастрихский, кампанский, сантонский, коньякский, туронский и сеноманский ярусы	K _{2s-m}		- II -	1,00-1,15	
		Нижний отдел					
3064	3107	Альбский ярус	K _{1al}		- II -	1,00-1,10	
3107	3252	Аптский ярус	K _{1a}		- II -	1,00-1,10	
3252	3357	Неокомский надъярус	K _{1nc}		- II -	1,00-1,01	

Окончание приложения 2

1	2	3	4	5	6	7
3357	3496	Юрская система <u>Верхний отдел</u> Титонский ярус <i>I пласт</i> <i>II пласт</i> <i>III пласт</i> Кимериджский ярус	J ₃ tt	Практически горизонтально		1,00-1,01
3357	3375		J ₃ tt-I			
3375	3410		J ₃ tt-II			
3410	3496		J ₃ tt-III			
3496	3500		J ₃ km			

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	6
Q _{NP}	36	311	супеси суглинки гравий галька пески песчаники глины	5 5 30 10 50	Отложения представлены голоцен-новокаспийскими, хвалынскими и хазарскими отложениями. В верхней части разрез представлен песками с ракушей, глинами слабо известковистыми, супесями, суглинками, встречаются прослой и линзы хорошо окатанной гальки и гравия оолитовых ракушечных известняков. Нижняя часть сложена преимущественно глинами с прослоями глинистых алевроитов или алевролитов. Глины коричневато-серые и светло-серые с зеленоватым оттенком алевитистые, 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 _{Еар}	311	530	глины алевролиты песчаники известняки мергели	70 10 15 5	В нижней части разреза залегают глины известковистые с прослоями мергелей, резе известняков глинистых и алевролитов. Глины известковистые светло-серые, коричневато-светло-серые, изредка темно-серые, неравномерно алевитистые, тонкослоистые, средней плотности и крепости. Мергели алевитистые светло-серые, светло-коричневые, неяснослоистые, средней плотности, средней до низкой крепости. Известняки глинистые серовато-белые, коричневатобелые и светло-серые, с пелитоморфной структурой, неяснослоистые, с неравномерной алевитовой примесью. Алевролиты глинистые светло-серые, зеленоватосерые, мелкозернистые, переходящие в глины алевитовые, средней плотности и крепости. Выше следует пачка глинисто-алевитового состава, с прослоями песчаников в подошве. Песчаники глинистые светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктового состава с преобладанием кварца и примесью глауконита. Алевролиты глинистые светло-серые и серые, крупно-мелкозернистые, песчанистые, средней плотности и крепости. Глины серые неравномерно алевитистые, слабо известковистые, средней плотности и крепости. Верхняя часть разреза сложена глинами, в кровле отмечаются с редкие прослой песчаников, алевролитов и мергелей.	

Продолжение приложения 3

1	2	3	4	5	6
					Глины серые, светло-серые и голубовато-серые, неравномерно алевролитистые, неравномерно слабо известковистые и известковистые, средней плотности и крепости. Алевролиты светло-серые глинистые, с базально-поровым глинистым цементом, средней плотности, низкой крепости. Песчаники светло-серые мелкозернистые, алевролитистые, с примесью глауконита, с карбонатно-глинистым цементом порового типа, средней плотности, низкой крепости. Мергели грязно-белые фораминиферово-оолитовые, мелкозернистые, средней плотности, низкой крепости.
N ₂ a	530	1428	глины алевролиты песчаники	70 15 15	Отложения представлены глинами с прослоями алевролитов, реже песчаников. Глины серые, светло-коричневые неравномерно мелкоалевритистые, тонкослоистые, неравномерно известковистые, средней плотности и крепости. Алевролиты глинистые зеленовато-серые, крупно мелкозернистые, полимиктовые с примесью глауконита, с карбонатно-глинистым цементом базально-порового типа, средней плотности и крепости. Песчаники светло-серые мелкозернистые, алевролитистые, сложенные плохо сортированным обломочным материалом полимиктового состава с примесью глауконита, с карбонатно-глинистым цементом контактово-порового и порового типа, средней плотности, низкой крепости.
P ₃ mk	1428	2271	глины известняки алевролиты	85 5 10	Переслаивание глин и алевролитов, отмечаются редкие прослой глинистых известняков. Глины серые и светло-серые, реже темно-серые и зеленовато-серые, неравномерно алевролитистые и алевроитовые, в верхней части слабо известковистые, тонкослоистые, средней плотности и крепости. Отмечаются редкие прослой глин коричневых неяснослоистых, средней плотности и крепости. В нижней части глины уплотненные серые, светло-серые, голубовато-серые и коричневатого-светло-серые, изредка темно-серые, неравномерно мелкоалевритистые, тонкослоистые, средней плотности и крепости. В породах отмечаются микроконкреции сидеритов светло-коричневых скрытокристаллических, стяжения и прожилки сульфидов железа (пирита-марказита). Алевролиты глинистые серые, крупно-мелкозернистые, полимиктовые, с глинистым и карбонатно-глинистым цементом базально-порового и порового типов, средней плотности и крепости. Алевролиты серые, светло-серые, крупно-мелкозернистые, неравномерно глинистые, существенно кварцевые с глинистым, карбонатно-глинистым и карбонатным поровым и контактово-поровым цементом, средней и низкой плотности и крепости. Известняки глинистые бежевые и светло-коричневые, плотные, средней крепости.

Продолжение приложения 3

1	2	3	4	5	6
P ₁₋₂	2271	2443	глины мергели известняки	5 25 70	Известняки с прослоями мергелей, в кровле отмечаются пропластки глин неравномерно известковистых серых, светло-серых, средней плотности и крепости. Известняки серовато-белые, светло-серые, с коричневатым и зеленоватым оттенками, неравномерно глинистые, биоморфно-пелитоморфные (фораминиферо-пелитоморфные), средней плотности и средней и низкой крепости, в верхней части голубовато- и зеленовато-белые скрытозернистые. Мергели серо-коричневые, красновато-коричневые, светло-коричневые тонко-зернисто-пелитоморфные, микро-тонкослойчатые, средней плотности и крепости, в верхней части глинистые.
K ₂ s-m	2443	3064	известняки мергели глины	80 15 5	В основании разреза (сеноманский ярус) пачка (до 60 м) глин с прослоями мергелей и известняков, с преобладанием карбонатной составляющей в верхней части сеномана. Глины темно-серые до черных известковые, алевитистые, микрослоистые, плотные, средней крепости. Мергели светло-серые, серые, темно-серые тонкослоистые, участками глинистые, средней плотности и крепости. Известняки неравномерно глинистые светло-серые, серые, неяснослоистые, средней плотности и крепости. Выше преимущественно известняки с прослоями мергелей. Известняки светло-серые до белых, зеленовато-светло-серые, бежевые фораминиферо-пелитоморфные и фораминиферо-кальцисферово-пелитоморфные, неяснослоистые, участками глинистые до перехода в мергели, средней плотности и крепости. Мергели светло-серые, зеленовато-светло-серые, кальцисферово-пелитоморфные, неяснослоистые, средней плотности и крепости.
K ₁ al	3064	3107	песчаники алевролиты глины	10 40 50	В нижней части разрез представлен глинами темно-серыми с коричневым оттенком мелкоалевитистыми, неясно-тонкослоистыми, слабо известковистыми, слюдистыми, с включениями пирита и углефицированного растительного детрита, плотные, средней крепости. В верхней части пачка неравномерно переслаивающихся песчано-алевитовых и глинистых пород с преобладанием алевролитов. Алевролиты светло-серые мелко-крупнозернистые, песчанистые, полимиктовые с примесью глауконита (до 1-3 %), на глинисто-карбонатном и карбонатно-глинистом цементе базально-порового типа. Песчаники светло-серые, зеленовато-серые мелко-зернистые, алевитистые до алевитовых, на глинисто-карбонатном цементе порового типа, полимиктовые, существенно кварцевого состава с примесью глауконита (до 5 %), и редкими (менее 1 %) включениями пирита, средней плотности и крепости. Глины уплотненные темно-серые, серые, иногда с коричневатым оттенком, известковистые, алевитистые, тонкослоистые, слюдистые, средней плотности и крепости.

Продолжение приложения 3

1	2	3	4	5	6
K _{1a}	3107	3252	алевролиты песчаники глины	40 10 50	<p>В разрезе выделяется две пачки: нижняя - преимущественно глинистая, верхняя - глинисто-песчано-алевролитовая. Нижняя пачка представлена глинами с прослоями алевролитов. Глины темно-серые с коричневатым оттенком, алевролитистые, тонкослоистые, средней плотности, средней и низкой крепости. Алевролиты серые и светло-серые с коричневым оттенком крупно-мелкозернистые, неравномерно глинистые, неясно-тонкослоистые, полимиктовые, с карбонатно-глинистым цементом базально-порового типа, средней плотности и крепости. Верхняя пачка представлена неравномерно переслаивающимися песчано-алевролитовыми и глинистыми породами. Глины темно-серые до черных неравномерно алевролитистые, неясно-микрослоистые, преимущественно неизвестковистые, средней плотности и средней крепости. Алевролиты серые, светло-серые крупно-мелкозернистые, неравномерно глинистые, тонкослоистые, полимиктовые с примесью глауконита и вкраплениями кристаллов пирита, с карбонатно-глинистым цементом базально-порового типа. Песчаники серые и светло-серые с зеленоватым оттенком мелкозернистые, алевролитовые, полимиктовые с примесью глауконита (до 5 %), с глинисто-карбонатным цементом контактово-порового и порового типов, средней плотности, средней и низкой крепости, отмечаются вкрапления кристаллов пирита.</p>
K _{1nc}	3252	3357	песчаники алевролиты глины	50 10 40	<p>Переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Песчаники светло-серые, иногда со слабым зеленоватым оттенком, мелкозернистые, алевролитистые до алевролитовых, полимиктовые, преимущественно кварцевые с глауконитом, с глинисто-карбонатным цементом базально-порового типа, средней плотности, слабой крепости. Алевролиты серые, светло-серые, участками коричневатато-серые, от крупно- до мелкозернистых, неравномерно глинистые и слабо песчанистые, неясно-микрослоистые, полимиктовые, с глинистой и карбонатной цементацией в различных сочетаниях базально-порового типа, средней плотности, слабой крепости. Глины серые до темно-серых, иногда коричневатато-серые, алевролитистые, неоднородные, неясно-микрослоистые, неравномерно слабоизвестковистые до неизвестковистых, средней плотности, средней и слабой крепости.</p>

Окончание приложения 3

1	2	3	4	5	6
J ₃ tt	3357	3496	ангидриты глины алевролиты мергели известняки Доломиты	30 5 15 50	Разрез представлен преимущественно карбонатными породами с тонкими прослоями глинистых алевролитов и ангидритов. В нижней части разреза преобладают известняки светло-коричневые, светло-серые неравномерно доломитизированные, неясно-тонко-слоистые, средней плотности и крепости, которые вверху по разрезу сменяются известняками песчанистыми, переходящими в песчаники светло-серые с базальным карбонатным цементом и пропластком глин уплотненных темно-серых в основании. Выше следуют известняки бежевые глинистые, в различной степени доломитизированные, с прослоями мергелей, алевролитов и ангидритов в верхней части. Мергели доломитовые, песчано-алевритистые светло-серые, коричневато-светло-серые, средней плотности и крепости. Алевролиты светло-серые, серые глинистые, мелкозернистые, песчанистые, полимиктовые, с базально-поровым глинисто-карбонатным цементом, средней плотности и крепости. Кровлю слогают карбонатно-ангидритовая пачка, сложенная ангидритами с прослоями известняков глинистых, доломитизированных и доломитов. Ангидриты белые микро-скрытокристаллические, плотные, средней крепости. Доломиты коричневые и светло-коричневые тонко-микрокристаллические, плотные, средней крепости. Известняки глинистые светло-серые, Переслаивание известняков и мергелей, с единичными прослоями доломитов. Известняки светло-коричневые, светло-серые неравномерно доломитистые и неравномерно глинистые до слабоглинистых, тонко-скрытозернистые, участками детритовые и биоморфно-детритовые (фораминиферовые), неясно-тонкослоистые, средней плотности и крепости. Мергели коричневато-темно-серые и темно-серые доломитистые, участками глинистые, мелкозернистые, тонкослоистые, средней плотности и крепости. Доломиты коричневые тонко-микрокристаллические, плотные, средней крепости.
J ₃ km	3496	3500	известняки мергели доломиты	70 20 10	Переслаивание известняков и мергелей, с единичными прослоями доломитов. Известняки светло-коричневые, светло-серые неравномерно доломитистые и неравномерно глинистые до слабоглинистых, тонко-скрытозернистые, участками детритовые и биоморфно-детритовые (фораминиферовые), неясно-тонкослоистые, средней плотности и крепости. Мергели коричневато-темно-серые и темно-серые доломитистые, участками глинистые, мелкозернистые, тонкослоистые, средней плотности и крепости. Доломиты коричневые тонко-микрокристаллические, плотные, средней крепости.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	от (верх)	до (низ)															
Q _{NP}	36	311	супеси суглинки гравий галька пески песчаники глины	1800- 1830	10-30	0,001- 0,1	10-70	2-7	-	2-4	80- 100	2-3	2-4	МЯГКАЯ	0,17- 0,45	0,1- 3,9	нет данных
Q _{Еар}	311	530	глины алевролиты песчаники известняки мергели	1800- 2200	10-40	0,001- 0,1	10-70	2-7	-	2-4	80- 100	3	2-7	МЯГКАЯ	0,17- 0,45	0,1- 4,2	нет данных
N _{2a}	530	1428	глины алевролиты песчаники	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- 3,9	нет данных
P _{3mk}	1428	2271	глины известняки алевролиты	1960- 2300	14-28	0,001- 0,1	15-80	5-10	-	2-4	100- 650	2-3	2-3	МЯГКАЯ, средняя	0,25- 0,45	0,1- 4,9	нет данных
P ₁₋₂	2271	2443	глины мергели известняки	1900- 2230	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 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
K ₂ s-m	2443	3064	известняки мергели глины	2040- 2490	7-20	<0,001	5-80	15-95	-	2-4	750- 1750	3-4	2-4	средняя	0,25- 0,45	0,1- 4,2	нет данных
K ₁ a-al	3064	3252	алевролиты песчаники глины	2160- 2350	5-23	0,0018- 0,0131	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	3252	3357	песчаники алевролиты глины	2170- 2520	3-17	0,0004- 0,80	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	3357	3496	ангидриты глины алевролиты мергели известняки доломиты	2120- 2740	1,9-25	0,003- 3,350	3-9 до 40	60-97	-	2-4	350-- 1980	3-4	2-4	средняя	0,17- 0,45	0,1- 6,7	нет данных
J ₃ km	3496	3500	известняки мергели доломиты	2270- 2680	0,8-15	0,003- 1,000	1-17	83-99	-	3-4	640- 2850	4	2-4	средняя	0,25- 0,33	0,4- 6,7	нет данных

**НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ
НЕФТЕНОСНОСТЬ**

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал , м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвиж- ность, МКМ ² МПа·с	Содер- жание серы в % по весу	Содер- жание пара- фина, в % по весу	Сво- бодный дебит (в усло- виях испыта- ния Ø шт.), м ³ /сут	газовый фактор, м ³ /т	Параметры растворенного газа				давление насыще- ния в пласто- вых условиях, МПа
	от (верх)	до (низ)		в плас- товых усло- виях	после дегаза- ции						содер- жание серово- дород, %	содер- жание угле- кислого газа, %	относи- тельная по возду- ху плот- ность газа	коэффи- циент сжимае- мости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K _{1a} ¹⁾	3107	3130	поровый (терригенный)	715	828	6,3-32,2	0,28	11,8	25,5 (6,4 мм)	109,6	отс.	0,250	0,848	21,2	14,57
K _{1nc} ²⁾	3252	3255	поровый (терригенный)	709	810	0,5	0,2	6	200 (11,9 мм)	98	отс.	0,330	0,722	0,0018	16,5
J _{3tt-I} ⁴⁾	3360	3370	трещинно- 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 _{3tt-II} ³⁾	3375	3390	трещинно- поровый (карбонатный)	683	851	0,028- 0,124	0,54	13,00	377 (20)	255,3	0,57	2,78	0,723	-	32,8
J _{3tt-III} ⁴⁾	3410	3425	трещинно- 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) - по результатам испытания скважины 1 и 2 Ракушечные;
- 2) - по результатам испытания скважины 2-Широтная;
- 3) - по результатам испытания скважины 3-Хвалынская;
- 4) - по аналогии с пластом J_{3tt-II}.

ГАЗОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % мол		Относи- тельная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит тыс. ст. м ³ /сут в условиях испытания Ø шт.), м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницае- мость, мкм ²
	от (верх)	до (низ)			серо- водо- рода	угле- кислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J ₃ ft-I	3357	3360	трещинно- поровый (карбонатный)	газ + конденсат	0,002	1,137	0,649	1,035	газ - 951 (20,6 мм)* конденсат - 26,9 (20,6 мм)*	193	796	0,12

Примечание: * - по результатам испытания скважины 2-Сарматская.

ВОДОНОСНОСТЬ

Индекс страти- графи- ческого- 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				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 _{НР} -N _{2а}	36	1428	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}	1428	2271	поровый	1040	до 500	нет данных	1288,74	-	1,64	149,70	32,90	873,61	2346,58	ХЛК	НЕТ
P ₁₋₂	2271	2443	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}	2443	3064	трещинно- поровый	1050	до 500	нет данных	1497,42	2,08	6,56	129,74	49,34	1049,71	2734,85	ХЛК	НЕТ
K _{1al-K_{1nc}}	3064	3357	поровый	1042	50	нет данных	893,66	19,01	12,70	90,00	25,00	809,11	1849,48	ХЛК	НЕТ
J _{3tt} -J _{3km}	3357	3500	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 представляются условные обозначения источника получения градиентов:
ПСР- прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ- прогноз по геофизическим исследованиям и
РФЗ- расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс страти- графич. подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления										Температура в конце интервала					
			пластового					порового					гидроразрыва пород					горного давления
	от (верх)	до (низ)	кгс/см ² на 10 м		источ- ник получен.	от (верх)	до (низ)	кгс/см ² на 10 м		источ- ник получен.	от (верх)	до (низ)	кгс/см ² на 10 м		источ- ник получен.	С ⁰ источник получения		
			4	5				6	7				8	9			10	11
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Скв. №№ 1, 2 Сарматские, 1, 2 Западно-Сарматские	
Q _{NP}	36	311	1,10	1,10	Скв. №№ 1, 2 Сарматские, 1, 2 Западно-Сарматские	1,04	1,04	Скв. №№ 1, 2 Сарматские, 1, 2 Западно-Сарматские	1,85	1,85	Скв. №№ 1, 2 Сарматские, 1, 2 Западно-Сарматские	2,10	2,10	ПГФ	21			
Q _{Еар}	311	530	1,10	1,10		1,04	1,04		1,90	1,90		2,16	2,16		57			
N _{2a}	530	1428	1,10	1,10		1,07	1,07		1,90	1,90		2,16	2,16		91			
P _{3mk}	1428	2271	1,25	1,25		1,25	1,25		1,94	1,94		2,22	2,22		98			
P ₁₋₂	2271	2443	1,18	1,18		1,10	1,10		1,95	1,95		2,23	2,23		123			
K _{2-s-m}	2443	3064	1,18	1,18		1,15	1,15		2,00	2,00		2,26	2,26		124			
K _{1al}	3064	3107	1,09	1,09		1,09	1,09		2,01	2,01		2,27	2,27		130			
K _{1a}	3107	3252	1,09	1,09		1,09	1,09		2,01	2,01		2,27	2,27		134			
K _{1nc}	3252	3357	1,15	1,15		1,15	1,15		2,01	2,01		2,27	2,27		140			
J _{3tt}	3357	3496	1,11	1,11		1,11	1,11		2,01	2,01		2,27	2,27		140			
J _{3km}	3496	3500	1,12	1,12*		1,12	1,12		2,02	2,02		2,28	2,28		140			

Примечание:

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

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

() - 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, кгс/см ² на 10 м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляция- ных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P ₁₋₂	2271	2443	2 до полного	-	ДА	1,44	1,66	Нарушения технологических режимов, в т.ч. при спуске обсадных колонн
J _{3tt}	3357	3450	1-4	-	НЕТ	1,48	1,57	Естественная проницаемость пород, обусловленная трещиноватостью, кавернозностью; при превышении забойного давления над пластовым на (несоблюдение технологических режимов бурения)

Примечание: поглощения в отложениях палеоцена и эоцена имели место на скважинах №№ 2Сарматская, 1 и 2 Западно-Сарматские: частичные при проходке данных отложений, до полного при цементировании 340 мм ОК (скв. № 1 Западно-Сарматская) и проведении работ по спуску 245 мм ОК (скв. №№ 2 Западно-Сарматская и 2 Сарматская), при этом производительность насосов при промывке достигала 1204 л/мин. При снижении производительности насосов до 313 л/мин отмечалось снижение поглощения до 1,8-0,2 м³/ч. Рекомендуется проведение LOT из-под башмака 340 мм ОК для уточнения градиента начала поглощения в палеоцен-эоцене.

ОСЫШИ И ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип раствора	БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)		Время до начала ослож- нения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)	
	от (верх)	до (низ)		Плотность, кг/м ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
1	2	3	4	5	6	7	8	
Q _{NP}	150	311					Проработка, промывка, повышение вязкостных и реологических характеристик бурового раствора	
Q _{Еар} - P _{3mk}	311	2271	Разрабатывается при проектировании					
K _{1al} - K _{1nc}	3064	3357						

НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

Индекс стратиграфи- ческого 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
K _{1a}	3107	3130	нефть				Пленки нефти, повышение газопоказаний
K _{1nc}	3252	3255	нефть				
J _{3tt-I}	3357	3360	газ + конденсат		Рассчитывается при проектировании	При снижении забойного давления ниже пластового	Насыщение раствора газом, пузырьки газа
J _{3tt-I}	3360	3370	нефть				
J _{3tt-II}	3375	3390	нефть				Пленки нефти, повышение газопоказаний
J _{3tt-III}	3410	3425	нефть				

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 /30 мин	Смазывающие добавки (название)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Q _{NP}	150	311	сальнико- образование, заклинки, осыпание неустойчивых пород					ДА	Наличие слабосвязанных пород, предрасположенных к эрозионному размыву и поверхностному осыпанию		
Q _{Еар} - P _{3mk}	311	2271						ДА			
K _{2s-m}	2443	3064	перепад давления	Разрабатывается при проектировании						ДА	Наличие высоко- проницаемых, трещиноватых пород, нарушение технологии бурения
K _{1al} - K _{1nc}	3064	3357	заклинки, осыпание неустойчивых пород							ДА	
J _{3tt} - J _{3km}	3357	3500	перепад давления							ДА	

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 _{NP}	150	311	Кавернообразование	Размыв ствола вследствие бурения рыхлых, неустойчивых, склонных к обрушению терригенных пород
Q _{Еар} - P _{3mk}	311	2271	Кавернообразование	Эрозия ствола скважины (коэффициент кавернозности до 1,14)
K _{1al} - K _{1nc}	3064	3357	Кавернообразование	Разуплотнение пород в условиях сложного геологического строения - ритмичное чередование пород с резко отличающимися физико-механическими свойствами

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ
ОТБОР КЕРНА, ШЛАМА И ГРУНТА

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Параметры отбора керна		Интервалы, м		Метраж отбора керна, м	Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Глуби- на отбора грунта, м	Тип боко- вого грунто- носа	Коли- чество образ- цов пород, шт	Приме- ча- ние
	мини- мальный диаметр, мм	макси- мальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K _{1a}	101,6	9 (18)	3107	3143	36	Q _{НР} - K _{1al}	150	3107	5					
K _{1nc}	101,6	9 (18)	3252	3270	18	K _{1a} - J _{3km}	3107	3500	1-2					
J _{3tt-I, II}	101,6	9 (18)	3357	3393	36									Не предусматривается
J _{3tt-II, III}	101,6	9 (18)	3393	3411	18									
J _{3tt-III}	101,6	9 (18)	3411	3438	27									
Итого: проходка с отбором керна - 135 м, что составляет 3,9 % 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 .
4. При повышенных газопоказаниях в перспективных интервалах частоту отбора шлама обеспечить через 1-2 м.

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 от (верх) до (низ)	Количество замеров пластового давления/ Количество проб, шт.	Интервал опробования, м от (верх) до (низ)	Количество проб, шт.						
						3	4	5	6	7	8
1	2										
K _{1a}	ГДК-ОПК	3107	3130	20/2							
K _{1nc}	ГДК-ОПК	3252	3255	20/2							
J ₃ tt-I	ГДК-ОПК	3357	3360	20/2							
J ₃ tt-I	ГДК-ОПК	3360	3370	20/2							
J ₃ tt-II	ГДК-ОПК	3375	3390	20/2							
J ₃ tt-III	ГДК-ОПК	3410	3425	20/2							
Итого:		6 объектов		120 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.

Приложение 9

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 (ГТИ проводятся согласно ГОСТ Р 53709-2009)	после очистки водоотделяющей колонны до ликвидации скважины		
Кондуктор 508 мм	ГИС-бурения (MWD&LWD): Инклинометрия, ГК, забойные технологические параметры		150	311
	Сокращенный комплекс ГИС			
	ГК, КВ-проф., Инклинометрия	311	150	311
	Оценка качества цементирования обсадной колонны			
	Термометрический контроль цементирования (ОЦК)	311	0	311
	ГК, ЛМ, Акустич. цементометрия (АКЦ), Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	2271	0	311
Промежуточная колонна 339,7 мм	ГИС-бурения (MWD&LWD): Инклинометрия, ГК, забойные технологические параметры		311	2271
	Стандартный комплекс разведочных скважин			
	ГК, КВ-проф., Инклинометрия, ИК, ННК, ГГК-ЛП, Термокаротаж, АКШ-кроссдиполь	1450 2271	311 1400	1450 2271
	Специальные исследования в перспективных интервалах			
	СГК, Пластовая наклонометрия	*	*	*
	Оценка качества цементирования обсадной колонны			
	Термометрический контроль цементирования (ОЦК)	2271	0	2271
	ГК, ЛМ, Акустич. цементометрия (АКЦ), Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	3064	0	2271
	Эксплуатационная колонна 244,5 мм	ГИС-бурения (MWD&LWD): Инклинометрия, ГК, забойные технологические параметры		2271
Расширенный комплекс разведочных скважин				
ГК, КВ-проф., Инклинометрия, ГГК-ЛП, ННК, ИК-многозондовый, Термокаротаж, АКШ-кроссдиполь		3064	2271	3064
Оценка качества цементирования обсадной колонны				
Термометрический контроль цементирования (ОЦК)		3064	0	3064
ГК, ЛМ, Акустическая цементометрия (АКЦ), Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ) и/или ультразвуковая цементометрия		3500	0	3064

Окончание приложения 9

1	2	3	4	5
Хвостовик 177,8 мм	ГИС-бурения (MWD&LWD): Инклинометрия, ГК, забойные технологические параметры		3064	3500
	Расширенный комплекс разведочных скважин			
	ГК, КВ-проф., Инклинометрия, ГГК-ЛП, ННК, ИК-многозондовый, Термокаротаж, АКШ-кроссдиполь	3500	3064	3500
	Специальные исследования в перспективных интервалах			
	СГК, Пластовая наклонометрия, ЯМК, ГДК (120) и ОПК (12)	**	**	**
	Оценка качества цементирования обсадной колонны			
	Термометрический контроль цементирования (ОЦК)	3500	2814	3500
	ГК, ЛМ, Акустич. цементометрия (АКЦ), Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ) и/или ультразвуковая цементометрия	3500	2814	3500
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)	Спутниковый канал связи предоставляется Заказчиком		

Примечание:

1. Проведение ГИС осуществляется согласно правил ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г.
2. 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 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.
3. Объемы и интервалы ГИС могут корректироваться в процессе строительства скважины с учетом фактического разреза скважины, данных ГТИ и др.
4. Мнемоники методов ГИС приняты согласно ГОСТ Р 54362-2011, РД 153-39.0-072-01 и практике ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть".
5. * - комплекс специальных исследований в секции технической колонны согласовывается с Заказчиком.
6. ** - интервалы исследований специальных методов утверждаются Заказчиком.
7. *** - дополнительные методы при исследованиях ПГИ согласуются с Заказчиком.

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

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Номер объек- та (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктив- ного забоя: открытый забой фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвиж- ная, стационар- ная,	Пласт фонта- нирую- щий (ДА, НЕТ)	Кол-во режи- мов шту- церов испы- тания, шт.	Диа- метр штуце- ров, мм (диаф- рагма)	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР- ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР - НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА - НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максим. сниже- ние уровня, м	плот- ность жидко- сти, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J ₃ tt-III	1	3410	3425	Разрабатывается при проектировании		колонна	стационар.	да	5	6-18	Методом DST. Депрессия создается за счет снижения уровня жидкости освоения. Жидкость освоения - рассол (без твердой фазы)	1000	1170
J ₃ tt-II	2	3375	3390			колонна	стационар.	да	5	6-18		1000	1170
J ₃ tt-I	3	3360	3370			колонна	стационар.	да	5	6-18		1000	1170
K ₁ nc	4	3252	3255			колонна	стационар.	да	5	6-18		1000	1210
K ₁ a	5	3107	3130			колонна	стационар.	да	5	6-18		1000	1140

Примечание: интервалы и количество объектов испытания определяются по результатам стандартных скважинных исследований.

РАБОТЫ ПО ПЕРФОРАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПРИ ИСПЫТАНИИ (ОСВОЕНИИ)

Номер объекта (см. прил. №10)	Перфорационная среда		Мощность перфораций, м	ВИД ПЕРФОРАЦИИ: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидроразрушающая, гидроразрушающая	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 гидропескоструйной 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	1170*	15	кумулятивная	HDP**			1	да			
2	жидкость освоения CaCl ₂	1170*	15	кумулятивная	HDP**		Принимается в соответствии с технической характеристикой перфоратора и согласно плану работ	1	да			
3	жидкость освоения CaCl ₂	1170*	10	кумулятивная	HDP**			1	да			
4	жидкость освоения CaCl ₂	1210*	3	кумулятивная	HDP**			1	да			
5	жидкость освоения CaCl ₂	1140*	23	кумулятивная	HDP**			1	да			
												Не предусмотрено

Примечание:

- Интервалы перфорации уточняются по результатам ГИС и согласовываются с Заказчиком.
- Типоразмер перфоратора, плотность перфорационных отверстий и количество одновременно спускаемых зарядов уточняется геологической службой Заказчика, в зависимости от конкретных геологических условий пласта на момент проведения освоения скважины, состояния цементного кольца за колонной.
- * - плотность жидкости перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе.
- ** - или аналог, в том числе российский производства и разработки.

**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 гидроразрыв.перфор.,обработка закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	2	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	3	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³	4	Давление на устье, МПа	5	Температура закачиваемой жидкости, С°	6	Глубина установки пакера, м	7	Мощность перфорации, м	8	Типоразмер перфоратора	9	Количество отверстий на 1 м, шт. Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.
1			3		4		5		6		7		8		9		10
1	СКО (по решению Заказчика)		2		1170*		10**		20		над зоной перфорации						Не предусматривается
2	СКО (по решению Заказчика)		2		1170*		10**		20								
3	СКО (по решению Заказчика)		2		1170*		10**		20								

Примечание:

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

** - давление на устье во время обработки ПЗП должно быть меньше давления опрессовки эксплуатационной колонны и определяется расчетным способом с учетом фактических данных. Фактическое давление на устье уточняется во время пробной закачки в пласты.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ИСПЫТАНИЯ (ОСВОЕНИЯ) СКВАЖИНЫ

Номер объекта (см.табл. 4.19)	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
2-5	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, затыжки	
		1920	1990	K _{2s-m}	затыжки	
		2380	2640	K _{1a-al}	сужение ствола	
		на глубине 2680 м			кавернообразование, затыжки	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
		2870	3124	J _{3tt}	затыжки	
		на глубине 2980 м			поглощение 1 м ³ /ч	
4	Хвалынская (Хвалынское)	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)
		на глубине 118 м		Q _p	поглощение 1,3-2,1 м ³ /ч	
4	Хвалынская (Хвалынское)	1130	1500	P _{3mk}	кавернообразование	высокоингибированный полимеркалийевый БР ρ = 1600 кг/м ³ 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 _{Еар}	сальникообразование, затяжки, посадки кавернообразование, затяжки	Ø 508 мм - 349 м; Ø дол - 444,5 мм; полимеркалийевый БР ρ = 1380-1400 кг/м ³ , Т = 54-62 с, В = 7,4-7,6 см ³ /30 мин	
1075		1836	P _{3mk}				
2464		2785	K _{1a-al}	сужение ствола	Ø 340 мм - 1843,5 м; Ø дол - 311,1 мм; полимеркалийевый БР ρ = 1260-1320 кг/м ³ , Т = 23-38 с, В = 6,5-6,9 см ³ /30 мин		
2905		2970	K _{1nc - J₃tt}	затяжки	Ø 340 мм - 1843,5 м; Ø дол - 311,1 мм; полимеркалийевый БР ρ = 1340 кг/м ³ , Т = 23-38 с, В = 6,5-6,9 см ³ /30 мин		
2907		2914	J ₃ tt	заклинка	Ø 245 мм - 3083 м; Ø дол - 215,9 мм; полимеркалийевый БР ρ = 1290 кг/м ³ , Т = 39 с, В = 5 см ³ /30 мин		
3091		3139	J ₃ km	затяжки			
на глубине 3135 м				прихват ОК Ø 197 мм			
2		Сарматская (им. Ю.С. Кувыкина)	на глубине 276 м		Q _p	посадка 508 мм ОК	Ø 762 мм - 87 м; Ø дол - 660,4 мм; БР Poly Plus ρ = 1280 кг/м ³ , Т = 45-54 с, В = 6,5-7,0 см ³ /30 мин
412			920	Q _{Еар}	кавернообразование, вымыв обвального шлама	Ø 508 мм - 381,2 м; Ø дол - 444,5 мм; БР Poly Plus ρ = 1300-1340 кг/м ³ , Т = 50-55 с, В = 5,0-5,2 см ³ /30 мин	
1010			1805	P _{3mk}	кавернообразование, затяжки	Ø 340 мм - 1855 м; Ø дол - 311,1 мм; БР Poly Plus ρ = 1280-1300 кг/м ³ , Т = 48-50 с, В = 4,6-5,0 см ³ /30 мин. При промывке во время спуска 245 мм ОК при забое 3330 м при производительности насосов 602-1204 л/мин. При снижение производительности насосов до 313 л/мин - снижение интенсивности поглощения до 1,8-0,2 м ³ /ч	
1856	1905		P ₁₋₂	поглощение 16-20 м ³ /ч			
2450	2576		K _{2s-m}	затяжки	Ø 340 мм - 1855 м; Ø дол - 311,1 мм; БР Poly Plus ρ = 1290-1310 кг/м ³ , Т = 49-55 с, В = 4,6-5,0 см ³ /30 мин		
2983	3011		K _{1nc}	затяжки	Ø 340 мм - 1855 м; Ø дол - 311,1 мм; БР Poly Plus		
на глубине 3167 м			J ₃ tt	прихват КОС	ρ = 1340-1370 кг/м ³ , Т = 54-64 с, В = 4,0-4,5 см ³ /30 мин		

Продолжение приложения 14

1	2	3	4	5	6	7	
1	Западно-Сарматская (им. Ю.С. Кувыкина)	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, V = 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. Интенсивность поглощения увеличилась от 3-18 м³/ч до полной потери циркуляции</p>	
2		на глубине 322 м	Q _{Еар}	затяжки			<p>Ø дол - 660,4 мм; БР Poly Plus $\rho = 1220-1280$ кг/м³, T = 50-60 с, V = 3,8-9 см³/30 мин</p>
1578							1644
		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. При промывке во время спуска 245 мм ОК при забое 3325 м</p>	
	Хазри	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>	
1		365	394	Q _{НР} + Q _Ч	затяжки, посадки	<p>Ø дол - 660,4 мм; БР MEGADRIL $\rho = 1250-1290$ кг/м³, T = 85-146 с, V = 3,1-1,1 см³/30 мин</p>	
		1122	2597	Q _{Еар} - P_3mk	затяжки, посадки при спуске ОК	<p>Ø 508 мм - 399 м; Ø дол - 444,5 мм; БР MEGADRIL $\rho = 1270-1300$ кг/м³, T = 80-113 с, V = 1,0-1,5 см³/30 мин; промывка с расщаживанием</p>	
		2610	3104	P_3mk	затяжки	<p>Ø 340 мм - 2597 м; Ø дол - 311,2 мм; БР MEGADRIL $\rho = 1290-1390$ кг/м³, T = 85-122 с, V = 1,0-1,4 см³/30 мин; промывка с расщаживанием</p>	
		на глубине 3845 м		K _{1al}	прихват	<p>Ø 340 мм - 2597 м; Ø дол - 311,2 мм; БР MEGADRIL $\rho = 1460$ кг/м³. Во время проведения теста на прихват произошел прихват инструмента, возможно в результате обрушения стенок скважины (при бурении инт. 3810-3845 м фиксировался вынос обвального шлама). Принятые меры по освобождению инструмента результатов не принесли. Перебуривании скважины вторым стволом</p>	

Продолжение приложения 14

1	2	3	4	5	6	7
1	Хазри (БС)	3545	3658	K ₂ s-м	водопроявление	Зарезка БС с глубины 3510 м; Ø дол - 215,9 мм; БР DURATERM ρ = 1350 кг/м ³ , Т = 85-122 с, В = 1,0-1,4 см ³ /30 мин; приток интенсивностью 120 л/ч, при закрытом ПВО плавный рост давления до 17 атм, ликвидировано утяжелением БР до 1450 кг/м ³
		3720	3996	K ₁ a-а1	осыпи, обвалы, кавернообразование	Ø дол - 215,9 мм; БР DURATERM ρ = 1450 кг/м ³ . Зафиксирован выход обвального шлама. Промывка с расхаживанием
		4186	4233	J ₃ tt	сужение ствола	Спуск компоновки с расширителем Ø 260,4 мм Rhino Reamer XS 8000. Расширение производилось в инт. 3475-4205 м, за время расширки вымыт 1 м ³ обвального шлама
		4233	4401	J ₃ tt	газопроявление	Ø 193,7 мм - 4203 м; Ø дол - 161,5 мм; БР DURATERM ρ = 1260 кг/м ³ , Т = 50-89 с, В = 3,9-5,8 см ³ /30 мин; регулярный вымыв газовых пачек. Несовместимые условия бурения, спуск резервного хвостовика
2	Хазри	147	370	Q _{NP} + Q _Ч	осыпи, обвалы, кавернообразование	Ø 762 мм - 147 м; Ø дол - 660,4 мм; БР MEGADRIL ρ = 1250 кг/м ³ , Т = 185-320 с, В = 4,4-4,5 см ³ /30 мин; наличие неустойчивых пород
		169	269	Q _{NP} + Q _Ч	поглощение при спуске ОК	Установкой кольматационной пачки поглощение бурового раствора не удалось ликвидировать. Спуск ОК Ø 609,6 мм на глубину 561,06 м без вытеснения БР
		580	780	Q _{Еар}	кавернообразование	Ø 609,6 мм - 561 м; Ø дол - 469,9 мм; БР MEGADRIL ρ = 1280-1300 кг/м ³ , Т = 101-141 с, В = 4,0-4,2 см ³ /30 мин; наличие неустойчивых пород
		4160	4168	K ₁ nc	газопроявление	Ø 355,6 мм - 3781 м; Ø дол - 311,2 мм; БР MEGADRIL ρ = 1250 кг/м ³ , Т = 60-161 с, В = 3,7-4,0 см ³ /30 мин.
		3870	4072	J ₃ tt	сужение ствола	Ликвидировано утяжелением БР до 1450 кг/м ³ . Бурение на растворе плотностью 1450 кг/м ³ . Расширение ствола

Окончание приложения 14

1	2	3	4	5	6	7
2	Хазри	4265	4270	J _{3tt}	газопроявление	Ø 301,6 мм - 4271 м; Ø дол - 269,9 мм; БР MEGADRIL ρ = 1200-1250 кг/м ³ , T = 79-135 с, B = 3,2-3,6 см ³ /30 мин. Ликвидировано утяжелением БР до 1450 кг/м ³
1	Титонская	162	400	Q _{NP} + Q _H	осыпи, обвалы, кавернообразование	Ø 762 мм - 162 м; Ø дол - 660,4 мм; БР MEGADRIL ρ = 1270-1280 кг/м ³ , T = 200-220 с, B = 4,0 см ³ /30 мин
		2751	2804	P ₁₋₂	поглощение 3-38 м ³ /ч	ОК 340 мм x 1997,85 м, секция 311,2 мм, забой 3103 м (верхний мел), БР MEGADRIL РУО ρ = 1500 кг/м ³ ; T = 43-55 с; B = 2,6-2,8 см ³ /30 мин. При промывке перед цементированием 245 мм ОК с расходом 2545 л/мин отмечено поглощение интенсивностью 38 м ³ /ч. При снижении производительности до 1047 л/мин поглощения прекратились. При повторном увеличении расхода до 1750 л/мин отмечено поглощение интенсивностью 3 м ³ /ч. Объем поглощения составил 3,5 м ³ . Промывка с одновременным снижением реологии и удельного веса БР до 1,48 г/см ³ . После этого пошагово увеличили производительность до 2200 л/мин, поглощений не отмечено
2	Титонская	1798	3890	K ₁	осыпи, обвалы, кавернообразования	ОК 245 ммx3056 м, секция 215,9 мм, БР DURATHERM PBO ρ = 1210 кг/м ³ ; T = 50-74 с; B = 4,7-4,9 см ³ /30 мин. С повышением газопоказаний БР утяжелили до 1290 кг/м ³ . Проблемы со свободным хождением инструмента во время СПО сохранялись до завершения бурения секции. В ходе двух рейсов проведения ГИС были зафиксированы многочисленные затажки, отмечено увеличение диаметра до 400 мм (k _к - 1,23). В связи с осложнением ствола скважины и рисками проведения дальнейших работ принято решение о перебуривании части ствола скважины до плановой глубины без отбора керна на РУО Megadrill.

СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ
МАРШРУТЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительство персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), аэропортов отправления вахто-экспедиционного персонала		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
			общая протяженность, км/мили	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км/мили	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиационный, вертолет самолет)	тип дороги (асфальтированная, грунтовая и т.д.)	Наземные пути подвоза	требуется ли сопровождение автотранспортом или вездеходами (да, нет)
Наименование организации, промбаз, карьера и т.д.	Пункт	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
Береговая база ООО "ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть"	п. Ильинка	1	211/114	п. Ильинка - СПБУ	211/114	морской	-	-	-
Партия ИП	г. Астрахань	1	211/114	п. Ильинка - СПБУ	211/114	морской	-	-	-
Перфораторная партия	г. Астрахань	1	211/114	п. Ильинка - СПБУ	211/114	морской	-	-	-
Каротажная партия	г. Астрахань	1	211/114	п. Ильинка - СПБУ	211/114	морской	-	-	-
Вахта	г. Астрахань	2	182/98	г. Астрахань - СПБУ	182/98	вертолет	-	-	-
Вывоз отходов	п. Ильинка	3	211/114	п. Ильинка (КТПБ)	211/114	морской	-	-	-

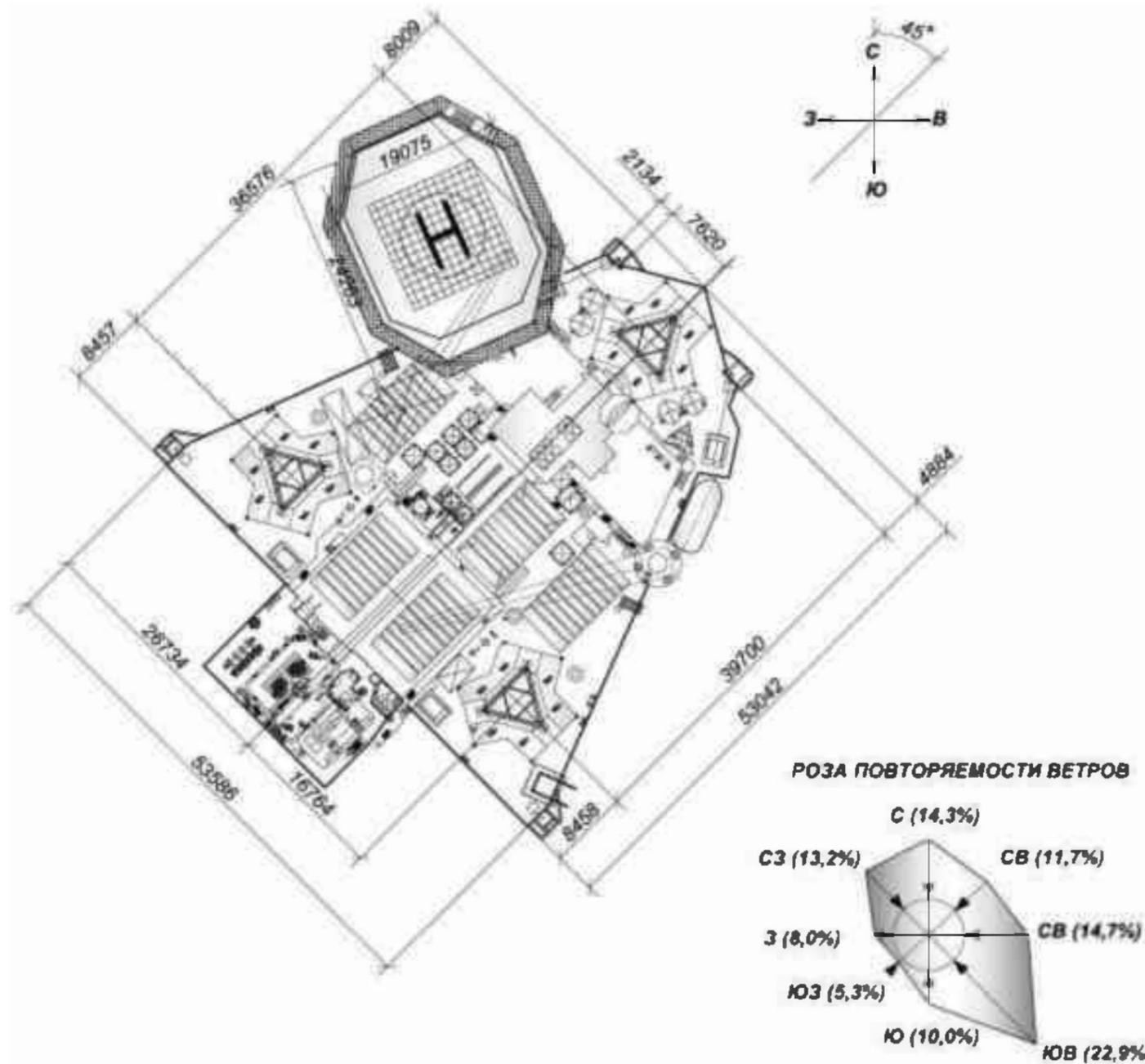
Приложение 16

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

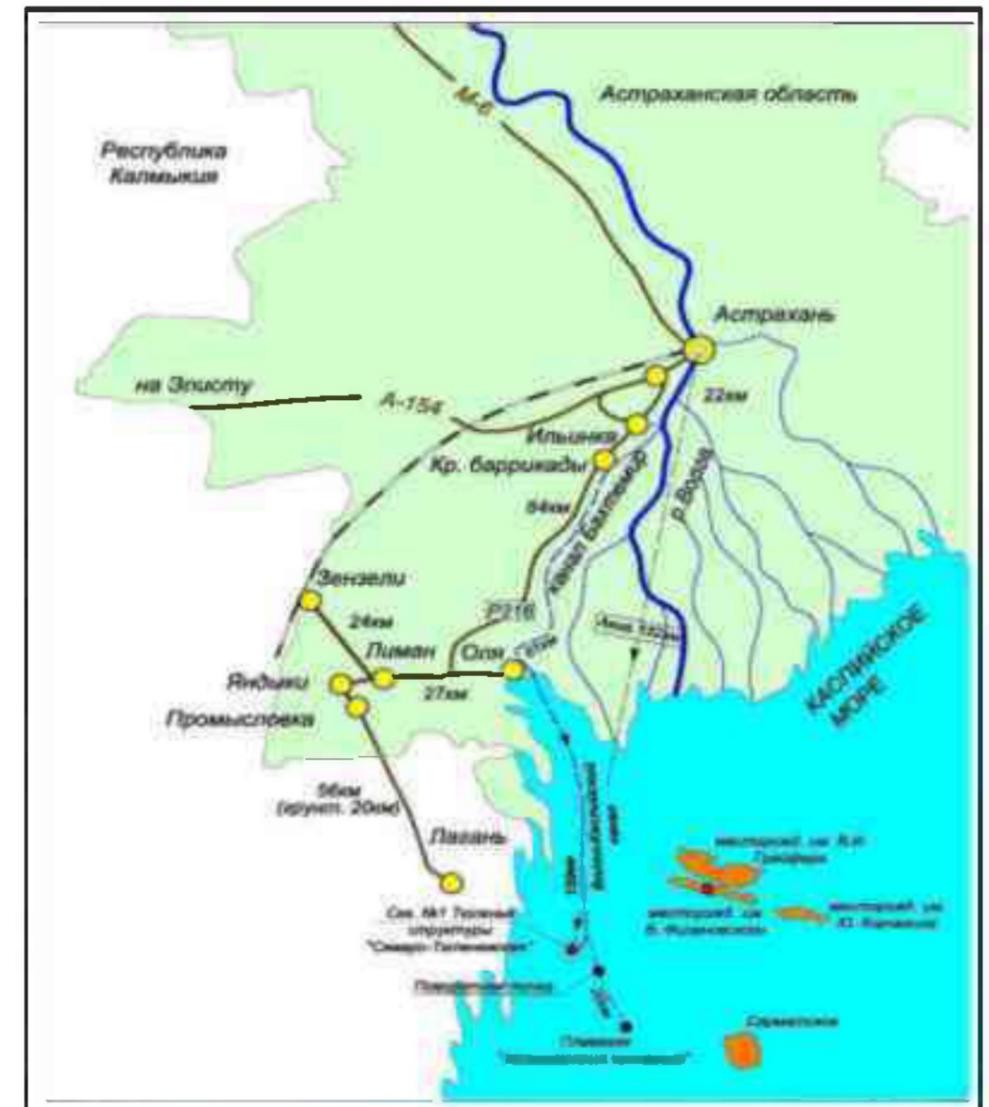
Наименование транспортируемых грузов, специальных машин и агрегатов	Пункт отправления и пункт назначения	Вид транспорта	Расстояние, км/мили*
1	2	3	4
СПБУ	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Трубная площадка	Трусово - КТПБ Ильинка	Авто	25/13
Трубы бурильные	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Трубы обсадные	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
НКТ	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Каротажная партия	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Топогеодезическая партия	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Дефектоскопия	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Партия ИП	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Перфораторная партия	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Цемент	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Лесоматериалы	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Все остальные материалы:			
Бурового подрядчика	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Заказчика	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
ГСМ (нефтебаза)	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Фонтанная арматура, колонная головка, ПВО	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Материалы перевозимые обслуж. спецтранспортом	Астрахань - КТПБ Ильинка КТПБ Ильинка - СПБУ	Авто ТБС	18/10 211/114
Пресная питьевая вода	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Вывоз шлама, отработанного бурового раствора	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Продукты питания	КТПБ Ильинка - СПБУ	ТБС	211/114
Буровая бригада	Астрахань - СПБУ	Вертолет	182/98
Сервисные подрядчики	Астрахань - СПБУ	Вертолет	182/98
Представители Заказчика (через 15 суток)	Астрахань - СПБУ	Вертолет	182/98

Примечание: * - миля морская = 1852 метра

СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН РАСПОЛОЖЕНИЯ СПБУ "БРИЗ"



ОБЗОРНАЯ СХЕМА РАЙОНА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ поисково-оценочной скважины №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская»



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

- Гоаицы лицензионных участков
- 1 Тюленья (проект) ◆
- Разведочная скв. №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская»
- Т ↑
- Поворотная точка
- Путь транспортировки

Изм	Лист	№ докум.	Голл.	Дата

Ситуационный план расположения СПБУ "БРИЗ" на скв. №1 Тюленья структуры «Северо-Тюленевская»



Федеральное агентство по недропользованию

(наименование органа, выдавшего лицензию)

ЛИЦЕНЗИЯ на пользование недрами

Ш К С

серия

1 6 7 3 4

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)

Ляшко Николая Николаевича

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 российском секторе дна Каспийского моря

(наименование населенного пункта,

района, области, края, республики)

Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии

топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении № 3

Участок недр имеет статус

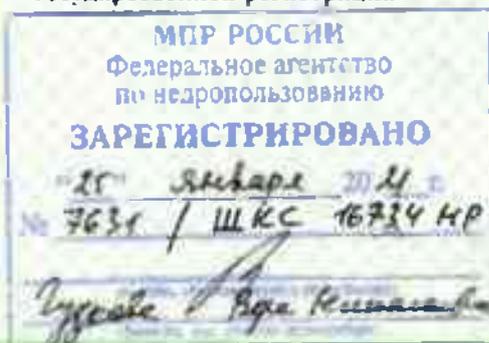
геологического и горного отводов (прилож.)

(геологического или горного отвода)

Дата окончания действия лицензии 29 января 2046 года

(число, месяц, год)

Место штампа
государственной регистрации



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

1. Условия пользования недрами, на д л.;
2. Копия решения, являющегося основанием предоставления лицензии, принятого в соответствии со статьей 10¹ Закона Российской Федерации «О недрах» на 2 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 2 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 пользование 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 копия письма Федерального агентства по рыболовству
(название документов, количество страниц)
от 27.07.2020 № 6709-МИ/У02, на 1 л., копия письма Федерального агентства
по недропользованию от 24.07.2020 № ОК-03-28/11167, на 1 л.

Уполномоченное должностное лицо
органа, выдавшего лицензию

Заместитель Руководителя Федерального агентства по недропользованию
(должность, ф.и.о. лица, подписавшего лицензию)

Орест Сетракович Каспаров

Подпись _____

М. д., дата _____

20.01.2021

УСЛОВИЯ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

1. Общие сведения

- 1.1. Пользователь недр: **Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть».**
- 1.2. **Наименование участка недр, предоставленного в пользование: Тюлений участок недр. Участок недр расположен в российском секторе дна Каспийского моря.**
- 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: Федеральное агентство по недропользованию.**
- 1.6. **Основание предоставления права пользования недрами: решение аукционной комиссии о предоставлении права пользования участком недр для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, за исключением участков недр федерального значения.**
- 1.7. **Основание оформления лицензии: приказ Федерального агентства по недропользованию от 25 декабря 2020 года № 588 (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»: **не позднее 12 месяцев с даты государственной регистрации лицензии;**
- 4.1.2.** завершение работ по геологическому изучению участка недр, включающему поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, 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 60 месяцев с даты государственной регистрации лицензии;**
- 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: не позднее 12 месяцев с даты утверждения в установленном порядке проектной документации на проведение работ по геологическому изучению недр;

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 24 месяцев с даты утверждения в установленном порядке проектной документации на проведение работ по разведке месторождения 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 в установленном порядке технического проекта разработки месторождения полезных ископаемых.

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. Пользователь недр обязан уплатить разовый платеж за пользование недрами в размере 82 625 856 (восемьдесят два миллиона шестьсот двадцать пять тысяч восемьсот пятьдесят шесть) рублей, за исключением суммы ранее внесенного задатка за участие в аукционе в размере 68 854 880 (шестьдесят восемь миллионов восемьсот пятьдесят четыре тысячи восемьсот восемьдесят) рублей, в течение 30 дней с даты государственной регистрации лицензии.

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:

Период пользования недрами	Ставка платежа в рублях за 1 км ² в год
1-й год	477
2-й год	498
3-й год	519
с 4-го года	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:

Период проведения разведочных работ	Ставка платежа в рублях за 1 км ² в год
1-й год	13 250
2-й год	14 300
3-й год	15 500
с 4-го года	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. Геологическая информация о недрах

- 9.1.** Геологическая информация о недрах подлежит предоставлению Пользователем недр в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации о недрах.
- 9.2.** Пользователь недр обязан обеспечить сохранность образцов горных пород, керн, пластовых жидкостей, флюидов и иных материальных носителей первичной геологической информации о недрах, полученных при проведении работ на участке недр, до их передачи в государственные специализированные хранилища. Пользователь недр обязан принять на временное хранение на безвозмездной основе представленную им геологическую информацию о недрах, по заявке федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа.
- 9.3.** Пользователь недр обязан ежегодно, не позднее 15 февраля года, следующего за отчетным, представлять в территориальный орган Роснедр информационный отчет о проведенных работах на предоставленном в пользование участке недр в порядке, устанавливаемом Роснедрами и его территориальным органом.
- 9.4.** Интерпретированная геологическая информация о недрах о результатах работ по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, или разведке месторождений полезных ископаемых, проведенных на участке недр, и соответствующая ей первичная геологическая информация о недрах представляется Пользователем недр в федеральный фонд геологической информации и его соответствующий территориальный фонд не позднее 6 месяцев с даты завершения указанных работ в соответствии с лицензией на пользование недрами и проектной документацией на проведение указанных работ, прошедшей экспертизу в порядке, предусмотренном статьей 36.1 Закона Российской

Федерации «О недрах», или с даты выдачи заключения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр по результатам завершённых работ, проведенных на участке недр, в зависимости от того, какая из указанных дат наступила раньше.

- 9.5.** В случае прекращения права пользования недрами, в том числе досрочного, лицо, являвшееся пользователем недр, обязано сдать всю полученную при проведении работ по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, или разведке месторождений полезных ископаемых, проведенных на всей территории участка недр, геологическую информацию в федеральный фонд геологической информации и его соответствующий территориальный фонд.

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 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 - 9.4 настоящих Условий пользования недрами;
- 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;
 - 12.4.3. срока ввода месторождения в разработку (эксплуатацию).
- 12.5. нарушение Пользователем недр обязательств, указанных в пункте 4.3 настоящих Условий пользования недрами.

13. Дополнительные условия

- 13.1. Дополнительные условия, связанные с проведением работ на участке недр:
 - 13.1.1. При привлечении подрядных и субподрядных организаций в целях производства работ (оказания услуг) на участке недр, а также при выборе технологий, оборудования, программного обеспечения, необходимых для пользования участком недр, Пользователь недр обязуется отдавать предпочтение российским организациям и разработкам с учетом их конкурентоспособности при прочих равных условиях (качество, сроки, гарантии, своевременные поставки, цены, квалификации и иные характеристики).
 - 13.1.2. Дополнительных условий, определяемых формой предоставления права пользования недрами (конкурс), **не установлено.**
 - 13.1.3. Дополнительных условий, определяемых Правительством Российской Федерации при предоставлении права пользования участком недр федерального значения, **не установлено.**
- 13.2. Пользователь недр в соответствии со следующими основными условиями пользования участком недр обязан:
 - 13.2.1. до начала обустройства участка недр выполнить работы по эколого-рыбохозяйственному картированию затрагиваемого участка, с указанием участков, имеющих особо ценное рыбохозяйственное значение (места нагула, зимовки и размножения водных биологических ресурсов);
 - 13.2.2. в соответствии со статьей 42 и 50 Федерального закона от 20.12.2004 № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов», постановлением Правительства Российской Федерации от 31.03.2003 № 177 «Об организации и осуществлении государственного мониторинга окружающей среды (государственного экологического мониторинга)» проводить мониторинг участка недр по изучению влияния указанных работ на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания;
 - 13.2.3. согласование проведения на участке недр работ по геологическому изучению, разведке и добыче углеводородного сырья осуществлять в

соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30.04.2013 № 384 «О согласовании Федеральным агентством по рыболовству строительства и реконструкции объектов капитального строительства, внедрения новых технологических процессов и осуществления иной деятельности, оказывающей воздействие на водные биологические ресурсы и среду их обитания»;

13.2.4. выполнение мер по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания при осуществлении на участке недр работ по геологическому изучению, разведке и добыче углеводородного сырья обеспечивать в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29.04.2013 № 380 «Об утверждении Положения о мерах по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания».

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: **обязательство не установлено.**

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по недропользованию



О. С. Каспаров



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ПРИКАЗ

г. МОСКВА

25.12.2020

588

Об утверждении результатов аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на Тюленьем участке в российском секторе дна Каспийского моря

В соответствии со статьей 13.1 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах», на основании пункта 5.21 Приложения 1 к приказу Федерального агентства по недропользованию от 28.10.2020 № 462 и протокола № 2 итогового заседания Аукционной комиссии по проведению аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на Тюленьем участке в российском секторе дна Каспийского моря, **п р и к а з ы в а ю:**

1. Утвердить итоги аукциона на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на Тюленьем участке в российском секторе дна Каспийского моря.

2. Признать Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» победителем аукциона на получение права пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на Тюленьем участке в российском секторе дна Каспийского моря, заявившее в процессе аукциона готовность уплатить разовый платеж за пользование недрами в сумме 82 625 856 (восемьдесят два миллиона шестьсот двадцать пять тысяч восемьсот пятьдесят шесть) рублей.

3. Начальнику Управления финансово-экономического обеспечения (М.А. Айвазова) в установленные сроки перечислить в доход федерального бюджета Российской Федерации задаток, внесенный победителем аукциона - ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» по Договору о задатке № 1 от 16.11.2020 в сумме 68 854 880 (шестьдесят восемь миллионов восемьсот пятьдесят четыре тысячи восемьсот восемьдесят) рублей.

4. Управлению геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений (Н.Л. Ерофеева) в установленном порядке обеспечить:

- не позднее 10 рабочих дней со дня принятия решения об утверждении результатов аукциона размещение информации о результатах проведения аукциона на официальном сайте Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» для размещения информации о проведении торгов (www.torgi.gov.ru);

- оформление, государственную регистрацию и выдачу ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть» лицензии на пользование участком недр Тюлений, расположенным в российском секторе дна Каспийского моря, для геологического изучения недр, разведки и добычи углеводородного сырья.

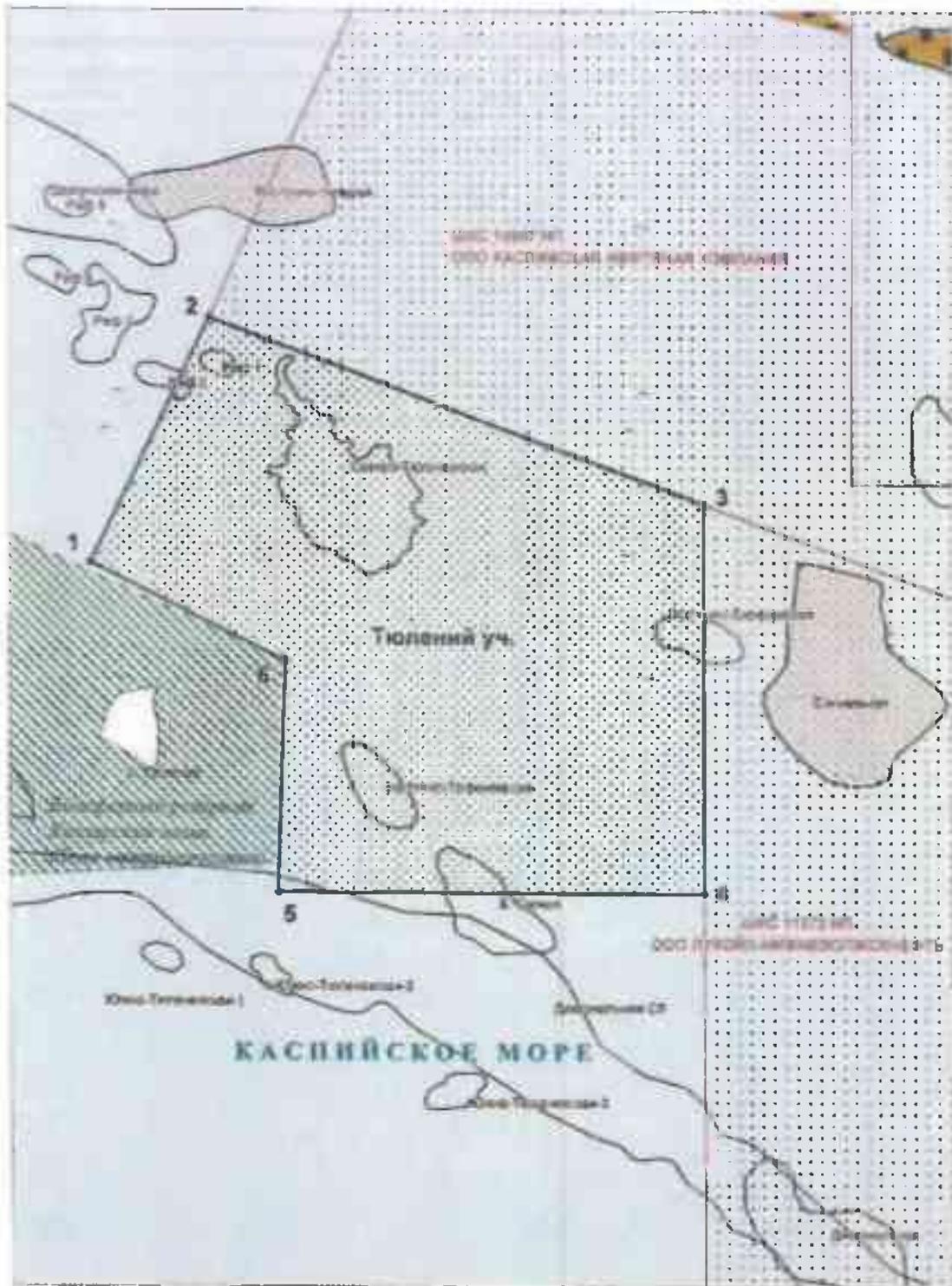
5. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя Руководителя О.С. Каспарова.

Заместитель Министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации-руководитель
Федерального агентства по недропользованию



Е.А. Киселья

Схема расположения участка недр



масштаб 1: 500 000

Условные обозначения:

- 1 – угловые точки
- - граница участка недр

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	44	36	07	47	27	55
2	44	48	00	47	36	00
3	44	39	00	48	09	50
4	44	20	00	48	09	50
5	44	20	02	47	40	40
6	44	31	21	47	41	12

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

Нижняя граница: на период геологического изучения без ограничения по глубине, на период разведки и добычи – кровля кристаллического фундамента.

Статус участка недр: на период геологического изучения – геологический отвод, на период разведки и добычи - горный отвод.

Площадь участка недр: 1950 км².

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по недропользованию



О.С. Каспаров



Форма №

ПРИ/ВИ/011

Министерство Российской Федерации по налогам и сборам

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц о юридическом лице, зарегистрированном до 1 июля 2002 года

Настоящим подтверждается, что в соответствии с Федеральным законом «О государственной регистрации юридических лиц» на основании представленных сведений в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о юридическом лице, зарегистрированном до 1 июля 2002 года

Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскинефть"
(полное наименование юридического лица с указанием организационно-правовой формы)

ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскинефть"
(сокращенное наименование юридического лица)

(фирменное наименование)

зарегистрировано Администрация Центрального района г. Волгограда
(наименование регистрирующего органа)

17 июня 1998 № 1338
(дата) (месяц прописью) (год)

за основным государственным регистрационным номером

1	0	2	3	4	0	3	4	3	2	7	6	6
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

16 сентября 2002
(дата) (месяц прописью) (год)

Инспекция Министерства Российской Федерации по налогам и сборам по Центральному району г. Волгограда
(наименование регистрирующего органа)

Руководитель инспекции
МНС России по
Центральному району
г. Волгограда



Савунков А.В.
(подпись ФИО)

серия 34 № 000785408

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 **1023403432766**

поставлена на учет в соответствии с положениями
 Налогового кодекса Российской Федерации 5 августа 2009 г.
(число, месяц, год)

в налоговом органе по месту нахождения Инспекции Федеральной
 налоговой службы по Кировскому району г. Астрахани **30115**

(наименование налогового органа и его код)

к ей присвоен

ИНН/КПП **3444070534 / 301501001**

Свидетельство подлежит замене в случае изменения приведенных в нем сведений.

И.о. заместителя начальника

Колесникова З.В.



серия 30 №001139099

СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКЕ НЕДР

Расположение участка недр в административно-территориальном отношении:

Район (районы): Западная часть российского сектора дна Каспийского моря.

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

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

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием участок недр приурочен к крупному Северо-Кавказско-Мангышлакскому нефтегазоносному бассейну, где с юга на север выделяются Терско-Каспийская газонефтеносная область (ГНО), представленная Сулакским прогибом, и Восточно-Предкавказская НГО в составе Ногайской ступени, Прикумского и Восточно-Манычского нефтегазоносных районов (НГР).

На участке недр выделяется два тектонических элемента первого порядка: на юге – Терско-Каспийский передовой прогиб (Сулакский прогиб второго порядка), на севере – Скифская платформа (в составе Ногайской ступени, Тюленевской зоны поднятий и Кизлярского прогиба).

Определенный интерес представляет *Тюленевская зона поднятий*. Эта структурная зона выделяется в пределах северо-западной части Северного Каспия и является морским продолжением Прикумско-Тюленевской системы поднятий с установленной продуктивностью юрских и меловых отложений на сопредельной суше.

Прогнозные ресурсы углеводородов в пределах участка недр на основании количественной оценки ресурсов углеводородного сырья Российской Федерации по состоянию на 01.01.2009 составляют:

Объект учета	Компонент	Ед. изм.	Д ₀	Д ₁	Д ₂
Тюлений участок недр	нефть	млн. т (извл.)	25,0	-	-
	газ	млрд. м ³	65,0	-	-

Обзор работ, проведенных ранее на участке недр

В пределах участка недр выполнено 1231,6 пог. км сейсморазведочных работ МОГТ 2D. Плотность сейсмических профилей МОГТ 2D составляет 0.63 пог.км/км².

В пределах участка недр буровые работы не проводились.

Открытых месторождений на территории участка недр нет.

В пределах участка недр по результатам сейсморазведочных работ выявлен ряд структур: Северо-Тюленевская, Восточно-Тюленевская, Риф1, часть Б. Сигнал, часть Восточно-Бирюзакской, часть Риф2.

Сведения о действующих проектах работ по состоянию на 11.01.2021 на участке недр.

Этап освоения	Наименование проекта	Реквизиты документа	Начало работ	Завершение работ
Геологическое изучение (поиски и оценка)	нет	нет	нет	нет
Разведка месторождений	нет	нет	нет	нет
Разработка месторождения и иное	нет	нет	нет	нет

Сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр, по сведениям, отраженным в Государственном балансе полезных ископаемых по состоянию на 11.01.2021:

Добыча углеводородного сырья на участке недр не проводилась.

**ПЕРЕЧИСЛЕНИЕ ПРЕДЫДУЩИХ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ
УЧАСТКОМ НЕДР**

Тюлений участок недр предоставлен в пользование впервые.

КРАТКАЯ СПРАВКА О ПОЛЬЗОВАТЕЛЕ НЕДР

Полное наименование юридического лица	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
Сокращенное наименование юридического лица	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
Адрес местонахождения	414000, Российская Федерация, г. Астрахань, Адмиралтейская улица, дом 1, корпус 2
ОГРН	1023403432766
ИНН	3444070534
КПП	997250001
Телефон	+7 8512 402800, +7 8512 402802
Электронный адрес (e-mail)	nvn@lukoil.com
Представитель, должность	Генеральный директор
Представитель, ФИО	Ляшко Николай Николаевич



МИНСЕЛЬХОЗ РОССИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО
РЫБОЛОВСТВУ
(РОСРЫБОЛОВСТВО)

ЗАМЕСТИТЕЛЬ РУКОВОДИТЕЛЯ

Росрыболовство, д. 12, Москва, 107996
Факс: (495) 628-15-04, 987-05-54 тел.: (495) 628-23-20
E-mail: harbour@fishcom.ru
http://fish.gov.ru

82 15 100 - 6761 - МИНСЕЛЬХОЗ

№ ОК-03-28/11167 24.07.2020 г.

О направлении позиции Росрыболовства

Заместителю руководителя Федерального
агентства по недропользованию

О.С. Каспарову

Б. Грузинская ул., д. 4/6, Москва,
125993

Уважаемый Орест Сетракович!

Федеральное агентство по рыболовству рассмотрело письмо Роснедр от 24 июля 2020 г. № ОК-03-28/11167 по вопросу о рассмотрении возможности лицензирования участка недр Тюлений, расположенного в акватории Каспийского моря, и сообщает.

Схема расположения участка недр и географические координаты угловых точек ранее направленные Роснедрами письмом от 7 мая 2020 г. № ОК-03-28/6761 рассмотрены Росрыболовством от 27 мая 2020 г. № 4606-МИ/У02.

Росрыболовство поддерживает включение в условия пользования данным участком недр пунктов, указанных в письме от 24 июля 2020 г. № ОК-03-28/11167.

С уважением,

Иваник

М.С. Иваник



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ**
(Роснедра)

Б.Грузинская ул., д.4/6, Москва, Россия, 125993
Тел. (499) 766-26-69, факс (499) 254-82-77
E-mail: rosnedra@rosnedra.gov.ru

Приложение № 9 к лицензии ШКС _____ НР

Заместителю Руководителя
Федерального агентства
по рыболовству

М.С. Иванику

24.07.2020 № ОК-03-28/11167

на № _____ от _____

Уважаемый Михаил Степанович!

Федеральное агентство по недропользованию рассмотрело Ваше обращение от 27.05.2020 № 4606-МИ/У02 и предлагает рассмотреть возможность лицензирования участка недр Тюлений, расположенного в акватории Каспийского моря, схема расположения участка недр и географические координаты угловых точек ранее направлены в Ваш адрес письмом от 07.05.2020 № ОК-03-28/6761.

При этом в условия пользования недрами будут включены следующие обязательства:

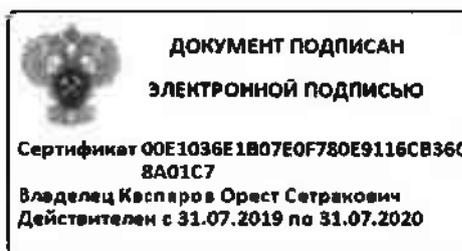
- до начала обустройства участка недр владелец лицензии выполнит работы по эколого-рыбохозяйственному картированию затрагиваемого участка, с указанием участков, имеющих особо ценное рыбохозяйственное значение (места нагула, зимовки и размножения водных биологических ресурсов);

- в соответствие со статьей 42 и 50 Федерального закона от 20 декабря 2004 № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов», постановлением Правительства Российской Федерации от 31.03.2003 № 177 «Об организации и осуществлении государственного мониторинга окружающей среды (государственного экологического мониторинга)» Владелец лицензии обязан проводить мониторинг участка недр по изучению влияния указанных работ на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания.

Получены согласования от ФСБ России, Минобороны России, Минприроды России.

Просим в сжатые сроки согласовать условия пользования данным участком недр.

Заместитель Руководителя



О.С. Каспаров

Столярова Ю.А.
(499) 254 29 11

ВЫПИСКА

из Российского международного реестра судов



На основании Вашего запроса от 27.06.2024, поступившего на рассмотрение 21.06.2024, сообщая следующие сведения по судну, актуальные на 27.06.2024

Название судна	Бриз
Прежнее название судна	Астра
Регистрационный номер судна	00004473
Дата его регистрации	22.02.2024
Порт государственной регистрации	Астрахань
Прежний порт государственной регистрации	Монровия, Либерия
Регистровый номер	825338
Номер ИМО	8752439
Бортовой номер	отсутствует
Позывной сигнал	УБАЩ
Место и год постройки	Япония / 1983
Тип судна	Платформа самоподъемная
Вместимость валовая	3267.00
Данные о двигателе	мощность: 0.000

Собственник судна:

Общество с ограниченной ответственностью "Спецпромсервис", Ноябрьская Улица, дом 7, комната каб.101, Когалым Город, Ханты-Мансийский Автономный округ - Югра Автономный округ, 628483 Доля в праве: 100%, ИНН: 8608063129, ОГРН: 1238600010110, Договор купли-продажи № 85-24 от 14.03.2024; Акт приема-передачи от 14.03.2024;

Зарегистрированные права на судно:

Право собственности под №302942909 от 18.03.2024.

Право плавания под Государственным флагом Российской Федерации зарегистрировано до: бессрочно

Судовладелец

Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть", Адмиралтейская Улица, дом 1, корп/стр 2, Астрахань Город, Астраханская Область, ИНН: 3444070534, ОГРН: 1023403432766

Ограничения (обременения) прав на судно:

БЕРБОУТ-ЧАРТЕР. Дата возникновения: 18.06.2024. Дата регистрации: 27.06.2024. Номер гос. регистрации: 303142056. Владелец: Общество с ограниченной ответственностью "Спецпромсервис", ИНН 8608063129, ОГРН 1238600010110;. Фрахтователь: Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть", ИНН 3444070534, ОГРН 1023403432766;. Срок: 31.12.2030. Описание: Фрахтование судна без экипажа. Документы-основания регистрации: Договор бербоут-чартера № 2024009139 от 18.06.2024

Подтверждена регистрация до: 31.03.2025

Капитан морского порта Астрахань, 414016, Россия, Астрахань, ул. Капитана Краснова, д.31,

capastr@ampastra.ru. тел 8(8512)58-60-27, факс 8512-884566

Э. В. Елизаров



« 27 » 06 2024
№ 303142081