



Акционерное Общество «ВолгоградНИПИнефть»

Заказчик – ООО «Сахалинская Энергия»

Ред. Экз.

«Реконструкция фонда скважин  
на Пильтунском участке Пильтун-Астохского  
нефтегазоконденсатного месторождения (группа 2)»

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 1 «Пояснительная записка»**

**63В/20/08 – ПЗ**

**Том 1**



Волгоград 2025 г.

Акционерное общество «ВолгоградНИПИнефть»

Заказчик - ООО «Сахалинская Энергия»

«Реконструкция фонда скважин  
на Пильтунском участке Пильтун-Астохского  
нефтегазоконденсатного месторождения (группа 2)»

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

63В/20/08 – ПЗ

Том 1

Генеральный директор  
АО «ВолгоградНИПИнефть»  
«09» января 2025 г.



В.В. Калинин

Волгоград 2025 г.



Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, требованиями правил безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе, требований правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, нормами и правилами пожарной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Начальник отдела бурения и  
проектирования строительства скважин

«09» *января* 2025 г.

Д.В. Симонов

## Содержание

1. Общие положения .....	4
2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации .....	6
3. Сводные технико-экономические данные .....	9
4. Общие сведения о районе работ .....	17
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Выписка из реестра членов саморегулируемой организации.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Задание на проектирование.....	24
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Лицензия на право пользования недрами .....	37
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Лицензия на право пользования недрами (размещение отходов) .....	39

## 1. Общие положения

Проектная документация «Реконструкция фонда скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа 2)» разработана АО «ВолгоградНИПИнефть» согласно договору С01102/63В/20 от 31 октября 2020 г. и в соответствии с заданием на проектирование «Реконструкция фонда скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа 2)».

Проектными решениями предусмотрена реконструкция группы эксплуатационных скважин: ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308, ПБ-418 Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

При разработке проектной документации на реконструкцию скважин учтены требования следующих нормативных документов:

1. Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
2. ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ»;
3. РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»;
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534);
5. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»;
6. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г. № 116-ФЗ;
7. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
8. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 23.11. 1995 № 174-ФЗ;
9. Постановление Правительства РФ от 5 марта 2007 № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».

**Заказчик проектной документации и застройщик:** ООО «Сахалинская Энергия» 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д.35.

**Проектная организация:** Акционерное общество «ВолгоградНИПИнефть» 400012, область Волгоградская, город Волгоград, улица им. Ткачева, дом 25, офис 1.

АО «ВолгоградНИПИнефть» имеет допуск к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, на основании членства в саморегулируемой организации (СРО ассоциация «Проектный комплекс «Нижняя Волга», регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организациях СРО-П-088-15122009). АО «ВолгоградНИПИнефть» зарегистрировано в реестре членов саморегулируемой организации за номером П-088-003442088247-0027. Выписка из реестра членов саморегулируемой организации приведена в приложении 1.

Согласно ст. 4 Федерального закона от 30.12.2009 N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и п. 11 «в» ст. 48.1 Градостроительного Кодекса Российской Федерации, утверждённого Федеральным законом от 29.12.2004 № 190-ФЗ уровень ответственности, реконструируемого сооружения (скважины) – повышенный. Здания (сооружения), входящие в состав сложного объекта, отсутствуют.



Применение при реконструкции скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308, ПБ-418 технических устройств, оборудования, материалов и изделий допускается при условии наличия документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным техническими регламентами Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011), «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011), «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013) в соответствии с законодательством РФ.

Состав проектной документации принят в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», в составе проекта семь томов:

- Раздел 1 «Пояснительная записка»;
- Раздел 6 «Технологические решения»;
- Раздел 7 «Проект организации строительства»;
- Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды». Часть 1 «Пояснительная записка»;
- Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды». Часть 2 «Приложения»;
- Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»;
- Раздел 13 «Иная документация в случаях, предусмотренных законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации». Подраздел 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка», Раздел 3 «Объемно-планировочные и архитектурные решения», Раздел 4 «Конструктивные решения», Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения» и Раздел 10 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства» не разрабатываются, т.к. для реконструкции скважин применяется буровой комплекс стационарной платформы ПА-Б. Платформа ПА-Б фактически построена (разделы разработаны в составе ТЭО проекта строительства платформы ПА-Б (Положительное заключение Главгосэкспертизы России № 1083-03/ГГЭ-0026/02 от 23 декабря 2003 г.).

Раздел 11 «Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов к объекту капитального строительства» не разрабатывается, т.к. на опасном производственном объекте не предусматривается нахождение людей с ограниченными физическими возможностями.

Раздел 12 «Смета на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объекта капитального строительства» не разрабатывается, т.к. финансирование идёт не из государственных бюджетных средств.

## 2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Объект проектирования – реконструкция скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308, ПБ-418 Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Место расположения скважин - акватория Охотского моря.

При разработке проектной документации на реконструкцию скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308, ПБ-418 были получены необходимые исходно-разрешительные документы, которые включены в состав проектной документации. Необходимость получения данных документов обусловлена законодательными и иными нормативными и правовыми актами Российской Федерации.

Реквизиты документов, являющихся исходными данными и основанием для проектирования, представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

№№ п/п	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект), разработка площадей (месторождений), задание на проектирование, номер, дата)
1	2
1	Лицензия на право пользования недрами ШОМ 006642 НР. Вид пользования недрами: разведка и добыча полезных ископаемых. Наименование участка недр: Пильтун-Астохский (Сахалин-2). Расположение участка: Шельф Охотского моря. Лицензия выдана Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра), срок окончания пользования участком недр 19 мая 2026 года (см. приложение 3).
2	Лицензия на право пользования недрами ШОМ 006670 ЗЭ. Вид пользования недрами: строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. Наименование участка недр: Пильтунский участок Пильтун-Астохского месторождения. Лицензия выдана Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра), срок окончания пользования участком недр 19 мая 2026 года (см. приложение 4).
3	ТЭО комплексного освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков проекта «Сахалин-2. Этап 2». Утверждено ГГТН РФ и МПР РФ (приказ №600 от 15.07.2003) и Главгосэкспертизой России (сводное заключение № 1083-03/ГГЭ-0026/02 от 23.12.2003).
4	Заключение экспертной комиссии государственной экологической экспертизы материалов ТЭО комплексного освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков (2 этап проекта Сахалин-2), утверждено приказом №600 Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 15.07.2003.
5	«Письмо Государственного комитета Российской Федерации по рыболовству №02-71/872 от 26.03.08 о согласовании материалов «Сводная оценка ущерба, наносимого водным биоресурсам при строительстве и эксплуатации объектов в составе «ТЭО комплексного освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков проекта «Сахалин-2. Этап 2».
6	Подсчет запасов нефти, растворенного газа, газа и газового конденсата Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, протокол ГКЗ Роснедр №5905 от 28.06.2019
7	Оперативный пересчет запасов нефти, газа и конденсата XXI-3 пласта Блока I Пильтунского участка, XXI-3 пласта Блока II Пильтунского участка, XXIII-2 пласта Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Протокол совещания при начальнике Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений №03-18/649-пр от 14.10.2022.

## Продолжение таблицы 2.1

№№ п/п	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект), разработка площадей (месторождений), задание на проектирование, номер, дата)
1	2
8	Дополнение к технологической схеме разработки Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 8592 от 25.10.2022.
9	Договор между АО «ВолгоградНИПИнефть» и ООО «Сахалинская Энергия» С01102/63В/20 от 31 октября 2020 г.
10	Задание на проектирование «Реконструкция фонда скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа 2)» (приложение 2).
11	Соглашение о разделе продукции между Российской Федерацией и Обществом с ограниченной ответственностью «Сахалинская Энергия» от 22 июня 1994 г. Закон Российской Федерации «О соглашениях о разделе продукции».

В соответствии с действующими лицензиями и дополнениям к ним, а также «Технологической схемой разработки Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» ООО «Сахалинская Энергия» осуществляет реконструкцию скважин.

Проектной документацией предусмотрена реконструкция группы эксплуатационных скважин: ПБ-301, ПБ-303, ПБ- 304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308 и ПБ-418. Разработка проектных решений на группу указанных скважин обусловлена в соответствии с п. 285 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общностью факторов, а именно:

- скважины эксплуатационные;
- разница проектных глубин боковых стволов скважин между наиболее и наименее глубокой скважиной составляет 307 м по вертикали, между наиболее и наименее протяжённой скважиной составляет 3525 м по стволу;
- одинаковые конструкции скважин, диаметры обсадных колонн и их количество после реконструкции (см. таблицу 3.1);
- идентичные горно-геологические условия проводки боковых стволов скважин и условия природопользования.

Из данной группы скважин наибольшую глубину по стволу (7169 м), при наибольшем отходе от вертикали ( $\approx 4934$  м), имеет боковой ствол скважины ПБ-418. В связи с этим наибольшие нагрузки на буровое и насосное оборудование, бурильный инструмент прогнозируются при реконструкции скважины ПБ-418. Кроме того, для скважины ПБ-418 планируемая продолжительность ее реконструкции и расчетный объем отходов бурения имеют наибольшие значения. Базовой скважиной принята ПБ-418.

Основанием для принятия решения при разработке проекта на реконструкцию скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ- 304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308 и ПБ-418 являются результаты следующих исследований:

- геофизических исследований, проводимых в процессе бурения скважин;
- надежности используемой части обсадных колонн посредством специализированного программного комплекса;



- результатов мониторинга межколонного пространства скважин в ходе их эксплуатации;
- геофизических исследований, проводимых на скважине, пробуренной с ОПО «Платформа стационарная морская ПА-Б», с идентичными условиями эксплуатации (одинаковая конструкция, отбор углеводородов из одного объекта разработки и при одинаковых условиях добычи углеводородов).

Включение реконструируемых скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ- 304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ- 308 и ПБ-418 в проектную документацию выполнено с учетом требований п. 285, 286 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В проектной документации представлены конструкция, техника и технология бурения, крепления и заканчивания скважины ПБ-418. Раздел 6 «Технологические решения» (шифр - 63В/20/08-ТР) выполнен для базовой скважины ПБ-418 и принят в качестве основы для разработки остальных разделов проектной документации.

### 3. Сводные технико-экономические данные

Пильтунский участок является частью многопластового Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, открытого в 1986 г. в результате бурения поисковой скважины № 1. Месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 11-14 км от береговой линии к востоку от южной оконечности Пильтунского залива. Освоение Пильтунского участка осуществляется в рамках второго этапа проекта «Сахалин-2» с морской стационарной платформы ПА-Б с 45-мя буровыми слотами. В административном отношении площадь лицензионного участка входит в состав Сахалинской области Российской Федерации. Ближайший населённый пункт – п. Пильтун – расположен в 35,6 км к юго-западу от платформы. Ближайшими морскими нефтегазовыми месторождениями являются: Одоптинское, расположенное в 5 км на север, и Аркутун-Дагинское в 10 км на юг; ближайшее разрабатываемое месторождение на суше – Паромай в 40 км к северо-западу.

На рисунке 3.1 представлена обзорная карта северной части о. Сахалин и прилегающих прибрежных районов.

В рамках реализации 2 этапа проекта Сахалин-2 по добыче углеводородов Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Сахалинская Энергия» эксплуатирует следующие опасные производственные объекты, зарегистрированные в Государственном реестре по классам опасности (Свидетельство о регистрации, выданное Сахалинским управлением Ростехнадзора, №А77-01437 от 18.08.2022 г.):

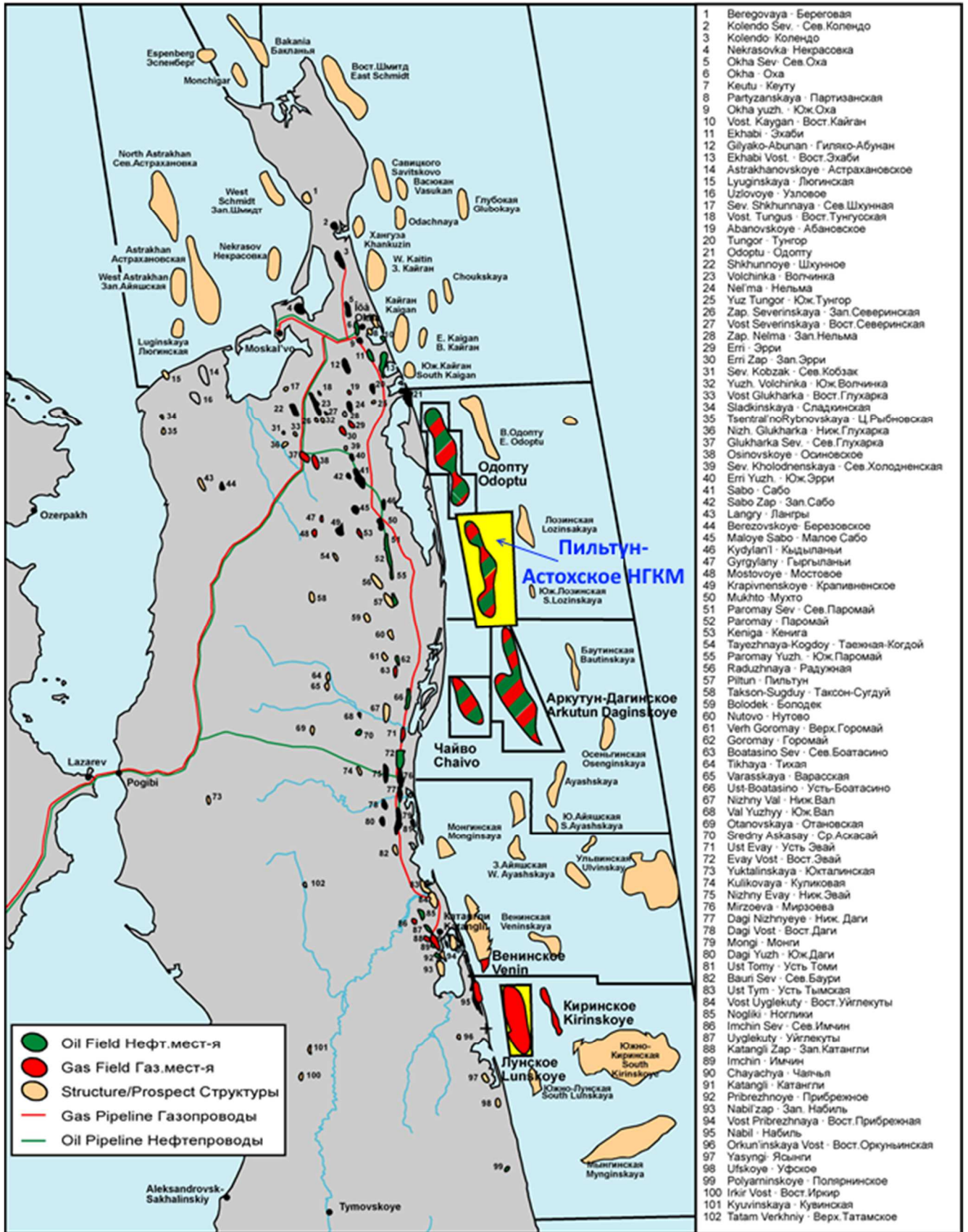
- Платформа стационарная морская ПА-Б – рег. №А77-01437-0003 – I класс;
- Система межпромысловых трубопроводов: месторождение Пильтун-Астохское – ОБТК-рег. №А77-01437-0007 - I класс.

Для эксплуатации указанных опасных производственных объектов ООО «Сахалинская Энергия» имеет лицензию от 19.08.2022 № Л057-00109-65/00609760, выданную Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору на вид деятельности - Эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности.

ООО «Сахалинская Энергия» имеет сертификаты о соответствии системы управления требованиям международных стандартов ISO 14001:2015 (сертификат соответствия «Системы экологического менеджмента» требованиям стандарта ISO 14001:2015) и ISO 45001:2018 (сертификат соответствия «Системы менеджмента профессиональной безопасности и охраны здоровья» требованиям стандарта ISO 45001:2018).

В 2005 г. недропользователем компенсирован ущерб, наносимый водным биологическим ресурсам, который может быть причинен в рамках реализации 2 этапа проекта Сахалин-2 на сумму 11 млн. долл. (314 695 700 руб.) путем финансирования строительства и реконструкции двух рыбоводных заводов Сахалинской области в соответствии с четырехсторонним Договором между администрацией Сахалинской области, Федеральным агентством по рыболовству и ФГБУ «Сахрыбвод».

Платформа ПА-Б установлена в Охотском море у северо-восточного побережья острова Сахалин, в точке с координатами 52°55'59"с.ш., 143°29'53"в.д. и представляет собой обитаемую эксплуатационно-буровую морскую платформу, оснащенную современным основным и вспомогательным оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов и соответствующую требованиям промышленной и пожарной безопасности, охраны окружающей природной среды. Оборудование, установленное на платформе, позволяет с учетом ледовых условий, низких температур, ветровых и волновых



CIS-241

Рисунок 3.1 - Карта северной части о. Сахалин и прилегающих прибрежных районов

режимов, сейсмических нагрузок выполнять работы по бурению, ремонту и эксплуатации скважин, добыче углеводородов, сбору и первичной подготовке скважинной продукции, ее транспортировке на береговые сооружения. Ввод в эксплуатацию платформы осуществлен в 2008 году.

Первичная подготовка нефти для транспортировки по системе магистральных трубопроводов на завод СПГ и терминал отгрузки нефти, расположенные в южной части острова Сахалин, происходит на Объединенном береговом технологическом комплексе.

По состоянию на 01.12.2024 в эксплуатационном фонде платформы ПА-Б числятся 33 скважины.

Размещение отходов бурения и попутных вод осуществляется в пласты месторождения, расположенные выше его продуктивной части, через поглощающие скважины при соблюдении следующих мер:

- колонны запроектированы на максимальные расчетные давления нагнетания;
- обратная закачка производится при давлении равном или большем, чем давление гидроразрыва пласта размещения отходов с учетом потерь на трение в трубопроводах;
- устьевое оборудование подобрано с расчетом на максимальное прогнозируемое давление нагнетания;
- введено в эксплуатацию производственное оборудование - гидроциклоны грубой и тонкой очистки для пескоотделения и для удаления углеводородов на обеих технологических линиях подготовки попутной воды перед закачкой в поглощающую скважину;
- для предотвращения загрязнения морских и грунтовых вод устанавливаются водоотделительные обсадные колонны;
- при закачке через поглощающую скважину буровых отходов и попутных вод исключена возможность достижения трещинами гидроразрыва пластов ближайшего к скважине тектонического нарушения, продуктивного горизонта или ствола другой скважины;
- защита недр и подземных вод от загрязнения и нежелательных изменений гидродинамической и гидрохимической структур подземных вод обеспечивается использованием гидравлических методов контроля.

Для проведения работ ООО «Сахалинская Энергия» имеет необходимый укомплектованный штат работников в соответствии с установленными требованиями и штатным расписанием. Руководители и специалисты, а также весь обслуживающий персонал имеют соответствующую квалификацию.

На платформе ПА-Б в процессе добычи, подготовки и транспортировки углеводородов эксплуатируются технические устройства, оборудование и системы различного назначения (оборудование, работающее под избыточным давлением, грузоподъемное оборудование, энергетическое оборудование, системы противоаварийной защиты, трубопроводы различного назначения, хранилища нефтепродуктов и др.), введенные в эксплуатацию в 2008 г., имеющие необходимые разрешительные документы (декларации о соответствии и сертификаты соответствия требованиям технических регламентов, разрешения на применение, заключения экспертизы промышленной безопасности).

Эксплуатация, техническое обслуживание, ремонт, техническое освидетельствование (обследование) технических устройств и оборудования, задействованных в процессах добычи, подготовки и транспортировки углеводородов осуществляется в соответствии с требованиями, установленными их изготовителями, технологическими регламентами и нормативными



правовыми документами Ростехнадзора, а также, в необходимых случаях, заключениями экспертизы промышленной безопасности.

На материалы (химические реагенты) имеются свидетельства о регистрации в государственном реестре химических реагентов, допущенных к применению.

Для контроля безопасной эксплуатации, параметров технологических процессов технические устройства и оборудование оснащены КИПиА, системами защиты и блокировок, входящих в АСУ ТП опасных производственных объектов.

Приборы контроля и средства измерений в установленные сроки проходят метрологические поверки.

Технологические процессы подготовки углеводородов, транспортировки углеводородов по трубопроводам осуществляются в соответствии с технологическим регламентом – «ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ ПЛАТФОРМА СТАЦИОНАРНАЯ МОРСКАЯ ПА-Б».

После каждой остановки процессов подготовки и транспортировки углеводородов проводится проверка исправности всех технических устройств и оборудования, задействованных в технологических процессах.

С целью определения технического состояния подводной части платформы ПА-Б и морских трубопроводов в летний период проводятся подводные осмотры с выполнением видеосъемки.

Действующим проектным документом на разработку Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения является «Дополнение к технологической схеме разработки Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения». Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 8592 от 25.10.2022.

Промышленные запасы нефти и газа на Пильтунском участке приурочены к песчаникам нутовского горизонта (верхний миоцен - плиоцен). Всего на Пильтунском участке в пределах блоков I и II выявлено 28 залежей, из них 9 газоконденсатных и 19 газоконденсатнонефтяных.

В процессе эксплуатации Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения возникла необходимость проведения работ по реконструкции эксплуатационных скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308 и ПБ-418. Цель реконструкции эксплуатационных скважин: восстановление работоспособности скважин путем бурения бокового ствола из колонны  $\varnothing 273,1 \times 244,5$  мм для добычи углеводородов из пластов XIX-XXIII-1, отложений миоцена нижненутовского горизонта Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

Работы по реконструкции скважин будут выполняться на морской стационарной платформе ПА-Б.

На основании анализа данных по опыту бурения скважин Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения и выполненных технических расчетов проектной документацией рекомендованы конструкции скважин, приведенные в таблице 3.1.



Таблица 3.1 – Общие сведения о конструкции скважин: фактической и после реконструкции

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска <sup>1)</sup> , м				ВПЦ по стволу от стола ротора, м
		по вертикали		по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
<b>Фактическая конструкция скважины ПБ-418</b>						
Направление	762	33	146,6	33	146,6	-
Кондуктор	473,1	33	934,1	33	1046	33
Промежуточная	339,7	33	1279	33	2366	652
Эксплуатационная	273,1×244,5	33	1710,8	33	4494	2421
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1704,2	1944,8	4437	6400	4437
Фильтр	101,6	1937	1993,5	6285,1	7596,6	-
<b>Конструкция скважины ПБ-418 после реконструкции</b>						
Направление <sup>2)</sup>	762	33	146,6	33	146,6	-
Кондуктор <sup>2)</sup>	473,1	33	934,1	33	1046	33
Промежуточная <sup>2)</sup>	339,7	33	1279	33	2366	652
Эксплуатационная <sup>2)</sup>	273,1×244,5	33	1672 <sup>4)</sup>	33	4280 <sup>4)</sup>	2421
Эксплуатационный хвостовик <sup>3)</sup>	177,8	1658	1797	4210	6060	4210
Фильтр <sup>3), 5)</sup>	101,6 <sup>6)</sup>	1792	1846	5985	7169	-
<b>Фактическая конструкция скважины ПБ-301</b>						
Направление	762	33	146,7	33	147	-
Кондуктор	473,1	33	164,3	33	165,3	37,2
Промежуточная	339,7	33	956,2	33	1020,6	47
Эксплуатационная	273,1×244,5	33	1941,9	33	4107,2	1198
Эксплуатационный хвостовик	177,8	-	-	3847,4	5569,4	3847,4
<b>Конструкция скважины ПБ-301 после реконструкции</b>						
Направление <sup>2)</sup>	762	33	146,7	33	147	-
Кондуктор <sup>2)</sup>	473,1	33	164,3	33	165,3	37,2
Промежуточная <sup>2)</sup>	339,7	33	956,2	33	1020,6	47
Эксплуатационная <sup>2)</sup>	273,1×244,5	33	1853 <sup>4)</sup>	33	3795 <sup>4)</sup>	1198
Эксплуатационный хвостовик <sup>3)</sup>	177,8	1836	2171	3720	5270	3720
Фильтр <sup>3), 5)</sup>	101,6 <sup>6)</sup>	2168	2153	5195	6370	-
<b>Фактическая конструкция скважины ПБ-303</b>						
Направление	762	33	146,7	33	147	-
Кондуктор	473,1	33	161,4	33	162,3	до устья
Промежуточная	339,7	33	649	33	650,1	до устья
Эксплуатационная	273,1×244,5	33	1894,3	33	2460,4	до устья
Эксплуатационный хвостовик	177,8	-	-	2407,1	3983,3	2407,1
<b>Конструкция скважины ПБ-303 после реконструкции</b>						
Направление <sup>2)</sup>	762	33	146,7	33	147	-
Кондуктор <sup>2)</sup>	473,1	33	161,4	33	162,3	до устья
Промежуточная <sup>2)</sup>	339,7	33	649	33	650,1	до устья
Эксплуатационная <sup>2)</sup>	273,1×244,5	33	1638 <sup>4)</sup>	33	2100 <sup>4)</sup>	до устья
Эксплуатационный хвостовик <sup>3)</sup>	177,8	1578	1946	2025	2970	2025
Фильтр <sup>3), 5)</sup>	101,6 <sup>6)</sup>	1951	1880	2895	3741	-

Продолжение таблицы 3.1

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска <sup>1)</sup> , м				ВПЦ по стволу от стола ротора, м
		по вертикали		по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
<b>Фактическая конструкция скважины ПБ-304</b>						
Направление	762	33	146,2	33	146,2	-
Кондуктор	473,1	33	663,4	33	679,9	36
Фальш-муфта	339,7	33	98,5	33	98,5	-
Эксплуатационная	273,1×244,5	33	1906	33	2559,1	480
Эксплуатационный хвостовик	177,8	-	-	2479,5	3794	2479,5
<b>Конструкция скважины ПБ-304 после реконструкции</b>						
Направление <sup>2)</sup>	762	33	146,2	33	146,2	-
Кондуктор <sup>2)</sup>	473,1	33	663,4	33	679,9	36
Фальш-муфта <sup>2)</sup>	339,7	33	98,5	33	98,5	-
Эксплуатационная <sup>2)</sup>	273,1×244,5	33	1012 <sup>4)</sup>	33	1250 <sup>4)</sup>	480
Эксплуатационный хвостовик <sup>3)</sup>	177,8	975	2000	1175	2844	1175
Фильтр <sup>3), 5)</sup>	101,6 <sup>6)</sup>	2006	1885	2769	3644	-
<b>Фактическая конструкция скважины ПБ-305</b>						
Направление	762	33	147,4	33	147,4	-
Кондуктор	473,1	33	660	33	673	95
Промежуточная	339,7	33	1434,9	33	1995,4	473
Эксплуатационная	273,1×244,5	33	1927,1	33	3010,3	1617
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1913,4	2182,9	2958	4105	2960
<b>Конструкция скважины ПБ-305 после реконструкции</b>						
Направление <sup>2)</sup>	762	33	147,4	33	147,4	-
Кондуктор <sup>2)</sup>	473,1	33	660	33	673	95
Промежуточная <sup>2)</sup>	339,7	33	1434,9	33	1995,4	473
Эксплуатационная <sup>2)</sup>	273,1×244,5	33	1493 <sup>4)</sup>	33	2100 <sup>4)</sup>	1617
Эксплуатационный хвостовик <sup>3)</sup>	177,8	1450	1994	2025	3202	2025
Фильтр <sup>3), 5)</sup>	101,6 <sup>6)</sup>	2003	1888	3127	3793	-
<b>Фактическая конструкция скважины ПБ-307</b>						
Направление	762	33	150	33	150	-
Кондуктор	473,1	33	160,9	33	161	33
Промежуточная	339,7	33	959,2	33	1015,7	43
Эксплуатационная	273,1×244,5	33	1920,3	33	4503,6	1067
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1887,6	2249,9	4442,1	5378,1	4442,1
<b>Конструкция скважины ПБ-307 после реконструкции</b>						
Направление <sup>2)</sup>	762	33	150	33	150	-
Кондуктор <sup>2)</sup>	473,1	33	160,9	33	161	33
Промежуточная <sup>2)</sup>	339,7	33	959,2	33	1015,7	43
Эксплуатационная <sup>2)</sup>	273,1×244,5	33	1372 <sup>4)</sup>	33	2500 <sup>4)</sup>	1067
Эксплуатационный хвостовик <sup>3)</sup>	177,8	1359	2019	2425	4080	2425
Фильтр <sup>3), 5)</sup>	101,6 <sup>6)</sup>	2008	2024	4005	5060	-

Продолжение таблицы 3.1

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска <sup>1)</sup> , м				ВПЦ по стволу от стола ротора, м
		по вертикали		по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
<b>Фактическая конструкция скважины ПБ-308</b>						
Направление	762	33	143,8	33	143,8	-
Кондуктор	473,1	33	960,9	33	1045,8	32,9
Промежуточная	339,7	33	1380	33	2733,5	102
Эксплуатационная	273,1×244,5	33	1890,2	33	5317,7	2727
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1862	2214,5	5265,9	6350	5313
<b>Конструкция скважины ПБ-308 после реконструкции</b>						
Направление <sup>2)</sup>	762	33	143,8	33	143,8	-
Кондуктор <sup>2)</sup>	473,1	33	960,9	33	1045,8	32,9
Промежуточная <sup>2)</sup>	339,7	33	1380	33	2733,5	102
Эксплуатационная <sup>2)</sup>	273,1×244,5	33	1644 <sup>4)</sup>	33	4500 <sup>4)</sup>	2727
Эксплуатационный хвостовик <sup>3)</sup>	177,8	1623	2065	4425	5700	4425
Фильтр <sup>3), 5)</sup>	101,6 <sup>6)</sup>	2054	2109	5625	6814	-

**Примечание:**

1) – отсчет глубин ведется по вертикали от стола ротора. Расстояние от стола ротора до дна акватории принято равным 95 м (при глубине моря 31,3 м).

2) – обсадные колонны, установленные в скважине при строительстве основного ствола.

3) – обсадные колонны, фильтр, спускаемые в скважину при реконструкции.

4) – указана глубина вырезки «окна» в обсадной колонне Ø273,1×244,5 мм. Глубина зарезки бокового ствола скважины может быть изменена с учетом результатов выполненного комплекса ГИС, уточненных данных по градиентам пластовых давлений и гидроразрыва пластов. При уточнении глубины зарезки бокового ствола скважины, учесть требование п. 298 ФНиП «ПБ в НПП» в части исключения возможности разрыва пород в зоне «окна» при газонефтеводопроявлении, в случае вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов.

5) – при бурении открытого ствола скважины под фильтр Ø101,6 мм выполняется бурение пяти боковых ответвлений долотом диаметром 155,6 мм, протяженностью каждого ответвления - до 200 м. Решение о бурении боковых ответвлений принимает геологическая служба Заказчика исходя из фактических горно-геологических условий и состояния ствола скважины. Количество боковых ответвлений и их протяженность может быть уменьшена по решению Заказчика.

6) – по решению Заказчика возможно заканчивание скважины с установкой фильтра с основной трубой Ø114,3 мм.

По решению геологической службы Заказчика при реконструкции скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308 и ПБ-418 возможно бурение пилотного ствола (для каждой из скважин). Бурение пилотного ствола выполняется из-под эксплуатационной колонны Ø273,1×244,5 мм (после вырезки «окна» в колонне). Пилотный ствол предназначен для доразведки и уточнения положения газонефтяного и водонефтяного контактов, определения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов и физико-химических свойств пластовых флюидов.

Проектными решениями предусмотрено заканчивание реконструируемых скважин открытым стволом диаметром 155,6 мм с бурением пяти боковых ответвлений диаметром 155,6 мм от основного ствола скважины с последующей установкой автономных противопесчаных фильтров с диаметром основной трубы с диаметром основной трубы 101,6 мм.

По решению Заказчика возможно заканчивание скважины:

- с установкой автономных противопесчаных фильтров в комбинации с устройством для контроля притока;
- с установкой автономных противопесчаных фильтров с диаметром основной трубы 114,3 мм.

Тип жидкости заканчивания: рассол KCl.

Тип и плотность жидкости заканчивания могут быть изменены в зависимости от фактических горно-геологических условий и уточняются при подготовке рабочей программы бурения для каждой из реконструируемых скважин. Возможно применение жидкости заканчивания на основе KCl/NaCl.

Эксплуатационный пакер устанавливается в эксплуатационном хвостовике Ø177,8 мм на глубине 5905 м (на 80 м выше верха фильтра Ø101,6 мм). Применяемые насосно-компрессорные трубы Ø114,3×6,88 мм, группа прочности «L-80 13Cr», тип соединения «Премиум» (газогерметичное соединение «металл-металл» испытанное по стандарту ISO 13679 на уровень CAL IV). Допускается применение других типов НКТ с прочностными характеристиками не ниже проектных.

Номера слотов скважин:

- ПБ-418 – слот СО-37;
- ПБ-301 – слот СО-08;
- ПБ-303 – слот СО-22;
- ПБ-304 – слот СО-20;
- ПБ-305 – слот СО-28;
- ПБ-307 – слот СО-30;
- ПБ-308 – слот СО-36.

#### 4. Общие сведения о районе работ

Таблица 4.1 – Сведения о районе работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное (Пильтунский участок)
Блок (номер и/или название)	Блок I, блок II Пильтунский участок
Административное расположение:	Российская Федерация
республика	-
область (край)	Сахалинская
район	Акватория Охотского моря
Год ввода площади в бурение	1986
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	2007
Температура воздуха, °С:	
средняя максимальная месячная температура воздуха наиболее жаркого месяца, °С	+16,6 (август)
средняя минимальная месячная температура воздуха наиболее холодного месяца, °С	-17,7 (январь)
наибольшая летняя	+33
наименьшая зимняя	-48
Среднегодовое количество осадков, мм	734
Максимальная глубина промерзания грунта, м	-
Дата ледообразования, месяц	ноябрь-декабрь
Дата исчезновения льда, месяц	июнь-июль
Мощность ледового покрова, м	0,3-1,0
Продолжительность отопительного периода в году, сут	266
Азимут преобладающего направления ветра, град	запад, северо-запад
Наибольшая скорость ветра, м/с	до 38
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-
Исходная (фоновая) сейсмичность по шкале MSK-64 в баллах составляет:	
1 раз в 500 лет	8
1 раз в 1000 лет	9



Таблица 4.2 – Сведения о площадке работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности (дна)	В пределах участка платформы ПА-Б рельеф ровный, средний уклон 0,002
Грунт дна моря	Платформа находится в районе распространения мелко-среднезернистых песков
Глубина моря (средний уровень моря), м	31,3

Таблица 4.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Расположение реконструируемых скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308, ПБ-418 – море.		
Горный отвод для осуществления разработки (разведки и добычи) углеводородов в пределах Пильтун-Астохского месторождения	70000	Горноотводный акт к лицензии на право пользования недрами ШОМ 006642 НР. Срок окончания пользования участком недр - 19 мая 2026 г.
Обеспечение безопасности мореплавания в районе установки платформы	Простирается на 500 м от платформы, считая от любой точки ее внешнего края	ст. 16 ФЗ «О континентальном шельфе РФ»

Таблица 4.4 – Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
Наличие (да, нет)	Название	Расстояние до буровой, км	Наличие (да, нет)	Название	Расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
да	Сахалинская железная дорога: г. Южно-Сахалинск – пгт. Ноглики	620 <sup>1)</sup>	да	Порт г. Холмск - платформа ПА-Б	1127

**Примечание:**

<sup>1)</sup> - из пгт. Ноглики до платформы ПА-Б буровая бригада и обслуживающий персонал доставляется вертолетом, протяжённость маршрута ≈124 км.

Таблица 4.5 – Источник и характеристика водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов.

Название вида снабжения: (ВОДОСНАБЖЕНИЕ: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; СВЯЗЬ, МЕСТНЫЕ СТРОЙМАТЕРИАЛЫ)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
<b>Водоснабжение:</b> - хозяйственно-питьевая (для бытовых нужд)	морская заборная вода (опресненная и хлорированная)	- <sup>1)</sup>	Водозаборное устройство и опреснительная установка платформы ПА-Б
- пресная техническая (для бурения)	морская заборная вода (опресненная)	- <sup>1)</sup>	Водозаборное устройство и опреснительная установка платформы ПА-Б
	СЗМП, г. Холмск	1127	Доставка технической пресной воды осуществляется судами снабжения при необходимости
- техническая (для технических нужд, для бурения)	морская заборная вода	- <sup>1)</sup>	Водозаборное устройство платформы ПА-Б
<b>Энергоснабжение <sup>2)</sup>:</b>	Газотурбинный генератор (основное питание)	- <sup>1)</sup>	Количество - 2 шт. Мощность каждого - 24 МВт
	Дизель-генератор (резервное электроснабжение)	- <sup>1)</sup>	Количество - 2 шт. Мощность - 1,5 МВт
	Аккумуляторы (аварийное)	- <sup>1)</sup>	-
<b>Дизельное топливо</b> (для дизель-генератора):	СЗМП, г. Холмск	1127	Доставка дизельного топлива осуществляется судами снабжения при необходимости
<b>Теплоснабжение:</b>	Система теплоснабжения платформы ПА-Б	- <sup>1)</sup>	Комплект платформы ПА-Б



Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4
<b>Связь:</b>	Связь бригад с постами	- <sup>1)</sup>	Система УВЧ радиосвязи - 15 приемопередатчиков (диапазон частот 450-470 МГц)
	Связь платформы с береговыми станциями связи	- <sup>1)</sup>	Наземная станция спутниковой связи ИНМАРСАТ-В (параболическая антенна Ø91см, обтекатель Ø3,1м, линии речевой связи, факсимильной связи, телексной связи, низко- и высоко скоростных передач)
	Связь с 12 постами	- <sup>1)</sup>	Система внутренней связи буровой установки с громкоговорителями
	Связь стол ротора, балкон верхового, вибросита, панель управления, офис БУ	- <sup>1)</sup>	Замкнутая телевизионная система (3 видеокамеры, 2 видеомонитора, 1 блок дистанционного управления)
	Связь с берегом и на платформе	- <sup>1)</sup>	Телефонная система (2-х процессорная система фирмы NEC)

**Примечание:**

- <sup>1)</sup> – источники водоснабжения, энергоснабжения, теплоснабжения и связи являются составной частью платформы ПА-Б.
- <sup>2)</sup> – при реконструкции скважин ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308, ПБ-418 энергоснабжение будет осуществляться от двух газотурбинных генераторов. Два дизель-генератора – резервные.



**ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Выписка из реестра членов саморегулируемой  
организации**



АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

**3442088247-20250109-1302**

(регистрационный номер выписки)

**09.01.2025**

(дата формирования выписки)

## ВЫПИСКА

из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах

Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), осуществляющем подготовку проектной документации:

**Акционерное общество «ВолгоградНИПИнефть»**

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

**1063459057001**

(основной государственный регистрационный номер)

1. Сведения о члене саморегулируемой организации:		
1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	3442088247
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Акционерное общество «ВолгоградНИПИнефть»
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	АО "ВолгоградНИПИнефть"
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	400012, Россия, Волгоградская область, город Волгоград, Ткачева, 25, 1
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Саморегулируемая организация Ассоциация "Проектный комплекс "Нижняя Волга" (СРО-П-088-15122009)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	П-088-003442088247-0027
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	09.02.2010
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	
2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права осуществлять подготовку проектной документации:		
2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 09.02.2010	Да, 09.02.2010	Нет





<b>3. Компенсационный фонд возмещения вреда</b>		
3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на подготовку проектной документации, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей)
3.2	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства	
<b>4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств</b>		
4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	20.12.2016
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей)
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	Нет
4.4	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	
<b>5. Фактический совокупный размер обязательств</b>		
5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	Нет

Руководитель аппарата



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ  
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: Кожуховский Алексей Олегович

123056, г. Москва, ул. 2-ая Брестская, д.5

СЕРТИФИКАТ 053be38e002cb2f5ae4596563321274ad8

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: С 18.11.2024 ПО 18.11.2025

А.О. Кожуховский



## **ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Задание на проектирование**

Заказчик – ООО «Сахалинская Энергия»

Проектная организация – АО «ВолгоградНИПИнефть»

**СОГЛАСОВАНО**  
Генеральный директор  
АО «ВолгоградНИПИнефть»



В.В. Калинин

«15» декабря 2024 г.

**УТВЕРЖДАЮ**  
Заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ООО «Сахалинская Энергия»



И.В. Абрамов

«15» декабря 2024 г.

### ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

«Реконструкция фонда скважин  
на Пильтунском участке Пильтун-Астохского  
нефтегазоконденсатного месторождения (группа 2)»

г. Южно-Сахалинск 2024 г.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1	Основание для проектирования	Приложение №1.
2	Административное положение, сведения о районе буровых работ	Пильтунский участок Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения расположен в северо-восточной части шельфа о. Сахалин, Охотское море. В административном отношении площадь лицензионного блока входит в состав Сахалинской области (РФ). (Приложение №2).
3	Площадь ( <u>месторождение</u> )	Пильтун-Астохское НГКМ (Пильтунский участок).
4	Год ввода месторождения в эксплуатацию	1996 г.
5	Расположение (суша, море)	Море.
6	Альтитуда стола ротора, м	63,7
7	Глубина моря, м	31,3
8	Климатические условия	Средняя максимальная месячная температура воздуха наиболее жаркого месяца августа: +16,6 °С. Средняя минимальная месячная температура воздуха наиболее холодного месяца января: - 17,7 °С. Среднегодовое количество осадков - 734 мм. Продолжительность отопительного периода 266 суток в году. Азимут преобладающего направления ветра - запад, северо-запад. Скорость ветра, вероятность превышения которой в течение года составляет 5% - 11,5 м/с.
9	Многолетнемерзлые породы, м	Отсутствуют.
10	Ледовая характеристика	1. Дата льдообразования - ноябрь-декабрь. 2. Дата исчезновения льда - июнь-июль. 3. Мощность ледового покрова - 0,3-1,0 м.
11	Рельеф и грунт дна моря	В пределах участка платформы ПА-Б рельеф ровный, средний уклон 0,002. Платформа находится в районе распространения мелко-среднезернистых песков.
12	Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	1. Горный отвод для осуществления разработки (разведки и добычи) углеводородов в пределах Пильтун-Астохского месторождения площадью 700 км <sup>2</sup> , согласно «Горноотводному акту» к лицензии на право пользования недрами ШОМ 006642 НР. Срок окончания пользования участком недр - 19 мая 2026 г. 2. Зона безопасности для обеспечения безопасности мореплавания в районе установки платформы ПА-Б простирается на 500 м от платформы, считая от любой точки ее внешнего края, согласно ст. 16 ФЗ «О континентальном шельфе РФ».

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
13	Уровень ответственности	Повышенный (№ 384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»). Здания (сооружения), входящие в состав сложного объекта, отсутствуют.
14	Стадия проектирования	Проектная документация.
15	Вид строительства	Реконструкция существующего фонда скважин.
16	Цель проектирования	Реконструкция скважин. Восстановление работоспособности скважин путем бурения бокового ствола из колонны 244,5 мм (9 5/8") для добычи углеводородов. Добыча углеводородов из пластов XIX-XXIII-1.
17	Вид скважин	Эксплуатационные, нефтедобывающие.
18	Номера скважин реконструируемых по данному проекту	ПБ-418 (базовая скважина), ПБ-301, ПБ-303, ПБ-304, ПБ-305, ПБ-307, ПБ-308.
19	Проектный горизонт	Миоценовые отложения. Нижненутовский горизонт.
20	Проектная глубина забоя бокового ствола <u>базовой скважины</u>	1846 / 7169 м (по вертикали / по стволу). Предусмотреть бурение пяти боковых ответвлений от основного (бокового) ствола скважины (см. п. 28 задания на проектирование).
21	Геолого-техническая информация	Представлена в Приложениях № 3-10 для базовой скважины ПБ-418. В процессе разработки проектной документации учесть фактически полученный материал по скважинам, пробуренным на Пильтун-Астохском месторождении.
22	Число объектов испытания	1
23	Перечень интервалов подлежащих испытанию и опробованию в процессе бурения, в открытом стволе (при наличии нефтегазонасыщенных коллекторов)	Не предусмотрено.
24	Освоение в эксплуатационной колонне (фильтровая часть)	1797 – 1846 / 6060 – 7168 м (по вертикали / по стволу). Интервал глубин указан для базовой скважины.
25	ГТИ. Интервалы глубин указаны для базовой скважины	В интервале резетки и бурения бокового ствола – 1672 – 1846 / 4280 – 7169 м (по вертикали / по стволу), а также при бурении пилотного ствола скважины и боковых ответвлений от бокового (основного) ствола скважины. Интервал глубин указан для базовой скважины.
26	Геофизические работы	Пункт 4 Приложения № 9.
27	Объем и интервалы отбора керн	Отбор керн не предусматривается.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
28	Конструкция скважин	<p>Фактическая и проектная конструкция скважин группы приведена в приложении 11.</p> <p><b>Фактическая конструкция базовой скважины ПБ-418:</b>  <i>Направление Ø762 мм</i> – в инт. 33 - 146,6 / 33 - 146,6 м (по вертикали / по стволу);  <i>Кондуктор Ø473,1 мм</i> – в инт. 33 - 934,1 / 33 - 1046 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 33 м по стволу от стола ротора;  <i>Промежуточная колонна Ø339,7 мм</i> – в инт. 33 - 1279 / 33 - 2366 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 652 м по стволу от стола ротора;  <i>Эксплуатационная колонна Ø273,1×244,5 мм</i> – в инт. 33 – 1710,8 / 33 - 4494 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 2421 м по стволу от стола ротора;  <i>Эксплуатационный хвостовик Ø177,8 мм</i> в инт. 1704,2 – 1944,8 / 4437 – 6400 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 4437 м.  <i>Фильтр Ø101,6 мм</i> в инт. 1937 – 1993,5 / 6285,1 – 7596,6 м (по вертикали / по стволу).</p> <p><b>Проектная конструкция базовой скважины ПБ-418 (после реконструкции):</b>  <i>Направление Ø762 мм</i> – в инт. 33 - 146,6 / 33 - 146,6 м (по вертикали / по стволу);  <i>Кондуктор Ø473,1 мм</i> – в инт. 33 - 934,1 / 33 - 1046 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 33 м по стволу от стола ротора;  <i>Промежуточная колонна Ø339,7 мм</i> – в инт. 33 - 1279 / 33 - 2366 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 652 м по стволу от стола ротора;  <i>Эксплуатационная колонна Ø273,1×244,5 мм</i> – в инт. 33 – 1672 / 33 - 4280 м<sup>1)</sup> (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 2421 м по стволу от стола ротора;  <i>Эксплуатационный хвостовик Ø177,8 мм<sup>2)</sup></i> в инт. 1658 – 1797 / 4210 – 6060 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 4210 м.  <i>Фильтр Ø101,6 мм<sup>2), 3)</sup></i> в инт. 1792 – 1846 / 5985 – 7169 м (по вертикали / по стволу). Фильтровая часть в инт. 1797 – 1846 / 6060 – 7168 м (по вертикали / по стволу), не цементируется.</p> <p>При бурении открытого ствола скважины под фильтр Ø101,6 мм предусмотреть бурение пяти боковых ответвлений:  <b>Боковое ответвление №1<sup>4)</sup></b>: глубина срезки – 1803 / 6180 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1806 / 6380 м (по вертикали / по стволу).  <b>Боковое ответвление №2<sup>4)</sup></b>: глубина срезки – 1812 / 6360 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1815 / 6560 м (по вертикали / по стволу).  <b>Боковое ответвление №3<sup>4)</sup></b>: глубина срезки – 1821 м / 6540 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1823 / 6740 м (по вертикали / по стволу).  <b>Боковое ответвление №4<sup>4)</sup></b>: глубина срезки – 1829 / 6720 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1830 / 6920 м (по вертикали / по стволу).</p>



№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
		<p><b>Боковое ответвление №5</b> <sup>4)</sup>: глубина срезки – 1836 / 6900 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1837 / 7100 м (по вертикали / по стволу).</p> <p><b>Примечание:</b>  <sup>1)</sup> – указана глубина вырезки «окна» в обсадной колонне Ø273,1×244,5 мм. Глубина зарезки бокового ствола скважины может быть изменена с учетом результатов выполненного комплекса ГИС, уточненных данных по градиентам пластовых давлений и гидроразрыва пластов. При уточнении глубины зарезки бокового ствола скважины, учесть требование п. 298 «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в части исключения возможности разрыва пород в зоне «окна» при газонефтеводопроявлении, в случае вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов.  <sup>2)</sup> – обсадная колонна и фильтр, спускаемые в скважину при реконструкции.  уменьшена по решению Заказчика.  <sup>3)</sup> – возможно заканчивание скважины фильтром с основной трубой Ø114,3 мм.  <sup>4)</sup> – бурение боковых ответвлений от бокового (основного) ствола скважины осуществляется долотом диаметром 155,6 мм. Решение о бурении боковых ответвлений принимает геологическая служба Заказчика исходя из фактических горно-геологических условий и состояния ствола скважины. Количество боковых ответвлений и их протяженность может быть уменьшена по решению Заказчика.</p>
29	Тип профиля скважин	Наклонно-направленный с горизонтальным окончанием.
30	Исходные данные для расчета траектории бокового ствола базовой скважины ПБ -418 и боковых ответвлений	<p>Глубина вырезки «окна» – <b>1672 / 4280 м</b> (по вертикали / по стволу). Глубина зарезки бокового ствола скважины может быть изменена с учетом результатов выполненного комплекса ГИС, уточненных данных по градиентам пластовых давлений и гидроразрыва пластов;  Максимальный зенитный угол – <b>87,9°</b>;  Максимальная интенсивность изменения зенитного угла – не более <b>3,5°/30 м</b> (в интервале вырезки «окна» – не более 10,5°/30 м);  Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта – <b>1797 м</b>;  Азимут бурения – <b>180°</b>;  <b>Точка «Т1»</b> – глубина по вертикали 1797 м, координаты: Х 670789,90; Y 5863871,00, зенитный угол 87,10°;  <b>Точка «М1»</b> – глубина по вертикали 1826,70 м, координаты: Х 670789,90; Y 5863288,69, зенитный угол 87,1°;  <b>Точка «Т2»</b> – глубина по вертикали 1846 м, координаты: Х 670789,90; Y 5862772,00, зенитный угол 87,9°.</p> <p><b>Боковое ответвление №1</b> <sup>1)</sup>: глубина срезки – 1803 / 6180 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1806 / 6380 м (по вертикали / по стволу).  <b>Боковое ответвление №2</b> <sup>1)</sup>: глубина срезки – 1812 / 6360 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1815 / 6560 м (по вертикали / по стволу).</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
		<p><b>Боковое ответвление №3</b> <sup>1)</sup>: глубина срезки – 1821 / 6540 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1823 / 6740 м (по вертикали / по стволу).</p> <p><b>Боковое ответвление №4</b> <sup>1)</sup>: глубина срезки – 1829 / 6720 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1830 / 6920 м (по вертикали / по стволу).</p> <p><b>Боковое ответвление №5</b> <sup>1)</sup>: глубина срезки – 1836 / 6900 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 1837 / 7100 м (по вертикали / по стволу).</p> <p><u>Примечание:</u> <sup>1)</sup> – глубина срезки, глубина и координаты забоя боковых ответвлений уточняются геологической службой Заказчика и сервисной компанией по наклонно-направленному бурению исходя фактических горно-геологических условий и состояния ствола скважины.</p>
31	Пилотный ствол скважин	<p>Предусмотреть бурение пилотного ствола из-под эксплуатационной колонны Ø273,1×244,5 мм (после вырезки «окна» в колонне): глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта – <b>1797 м</b>; максимальный зенитный угол – <b>89,3°</b>; азимут бурения – <b>182°</b>; <b>Точка «Т1»</b> – глубина по вертикали 1797 м, координаты: X 670808,39; Y 5864294,05, зенитный угол 77,6°; <b>Точка «Т2»</b> – глубина по вертикали 1836 м, координаты: X 670803,12; Y 5864140,00, зенитный угол 77,2°.</p> <p>Решение о бурении пилотного ствола принимается геологической службой Заказчика.</p>
32	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного пласта от проектного положения (радиус круга допуска)	Радиус круга допуска – 100 м.
33	Номера слотов скважин	ПБ-418 – слот СО-37. ПБ-301 – слот СО-08. ПБ-303 – слот СО-22. ПБ-304 – слот СО-20. ПБ-305 – слот СО-28. ПБ-307 – слот СО-30. ПБ-308 – слот СО-36.
34	Способ бурения	ВЗД, роторное (силовой верхний привод) с применением роторно-управляемой системы.
35	Тип и диаметр применяемых долот	Долота PDC, диаметром 215,9 мм, 155,6 мм. Трехшарошечное долото диаметром 215,9 мм. Фрейзер-райбер диаметром 215,9 мм.
36	Обсадные трубы	1. Обсадные трубы выбираются по расчету и совмещенному графику давлений.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
		<p>2. При выборе характеристик обсадных труб (тип соединения, толщина стенки, группа прочности) учесть трубы, имеющиеся в наличии у Заказчика.</p> <p>3. Предусмотреть возможность полной или частичной замены группы прочности (марки сталей), типов соединений, толщин стенок обсадных труб для реконструируемых скважин.</p>
37	Бурильные трубы, УБТ	ТБИ-149,2×9,17; ТБИ-101,6×8,38; ТБТ-149,2×23,8; ТБТ-101,6×18,26; НУБТ-120,6 (4 3/4"). Технические параметры ТБИ, ТБТ и УБТ уточняются при разработке проектной документации.
38	Параметры тампонажного раствора	Цемент для приготовления тампонажного раствора - ПЦТ I-G-CC-1. Плотность и параметры цементного раствора в соответствии с гидравлическим расчетом и градиентами пластового давления.
39	Тип бурового раствора по интервалам бурения	<p>Тип бурового раствора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- раствор на углеводородной основе при бурении секции диаметром 215,9 мм и пилотного ствола;</li> <li>- раствор на водной основе при бурении секции диаметром 155,6 мм и боковых ответвлений.</li> </ul> <p>Параметры бурового раствора определяются при разработке проектной документации.</p>
40	Лифтовые (насосно-компрессорные) трубы	Диаметр 114,3 мм (4 1/2"), Технические параметры НКТ уточняются при разработке проектной документации. Для обеспечения работы системы газлифта патрубков НКТ диаметром 60,3 мм (2 3/8").
41	Заканчивание скважины	<p>Заканчивание скважины открытым стволом диаметром 155,6 мм (6 1/8") с пятью боковыми ответвлениями диаметром 155,6 мм (6 1/8") с последующей установкой автономных противопесчаных фильтров с диаметром основной трубы 4" (101,6 мм).</p> <p><b>Примечание:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможна установка автономных противопесчаных фильтров в комбинации с устройством для контроля притока.</li> <li>2. Возможно применение автономных противопесчаных фильтров с диаметром основной трубы 4,5" (114,3 мм).</li> </ol> <p>Тип жидкость заканчивания – KCl / NaCl Плотность жидкость заканчивания – рассчитывается при разработке проектной документации.</p>
42	Тип буровой установки	Буровой комплекс морской стационарной платформы ПА-Б.
43	Грузоподъемность буровой установки	454 т
44	Тип колонной головки	Колонная головка (проходной диаметр 476,3 мм) 473,1 × 339,7 × 244,5 мм с рабочим давлением не менее 34,50 МПа (5000 psi).
45	Тип фонтанной арматуры	Cameton с рабочим давлением не менее 34,50 МПа (5000 psi).

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
46	Характеристика противовыбросового оборудования (ПВО)	<p>Блок превенторов с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4").</p> <p><b>В состав блока превенторов входят:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- универсальный превентор с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4") с рабочим давлением не менее 5000 psi (34,50 МПа) – 1 шт.;</li> <li>- сдвоенный плащечный превентор (трубны и срезающие плашки) с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4") с рабочим давлением не менее 5000 psi (34,50 МПа) – 1 шт.;</li> <li>- одиночный плащечный превентор с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4") с рабочим давлением не менее 5000 psi (34,50 МПа) – 1 шт.;</li> </ul>
47	Источник водоснабжения	<p>Водозаборное устройство, опреснительная установка и насосное оборудование платформы ПА-Б.</p> <p><i>Хозяйственно-питьевая</i> – морская опресненная вода, хлорированная.</p> <p><i>Техническая</i> – морская заборная вода.</p> <p><i>Пресная техническая</i> – морская опресненная вода, производственная береговая база (СЗМП, г. Холмск)</p>
48	Источник электроснабжения	<p>В соответствие со спецификацией платформы ПА-Б:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>основное:</b> газотурбинный генератор – 2 шт. (мощностью 24 МВт каждый);</li> <li>- <b>резервное:</b> дизельный генератор – 2 шт. (мощностью 1,5 МВт каждый);</li> <li>- <b>аварийное:</b> аккумуляторы.</li> </ul>
49	Связь	<p><b>Связь бригад с постами:</b> система УВЧ радиосвязи - 15 приемопередатчиков (диапазон частот 450-470 МГц).</p> <p><b>Связь платформы с береговыми станциями связи:</b> наземная станция спутниковой связи ИНМАРСАТ-В (параболическая антенна Ø91 см, обтекатель Ø3,1 м, линии речевой связи, факсимильной связи, телексной связи, низко- и высоко скоростных передач).</p> <p><b>Связь с берегом и на платформе:</b> телефонная система (2-х процессорная система фирмы NEC).</p> <p><b>Связь с 12 постами</b> (аккумуляторная, лаборатория бур. растворов, вибросита, управление устьевым оборудованием, офис БУ, модули подвыщечного основания, бур. раствора и сыпучих материалов): система внутренней связи буровой установки с громкоговорителями.</p> <p><b>Связь стол ротора, балкон верхового, вибросита, панель управления, офис БУ:</b> замкнутая телевизионная система (3 видеокамеры, 2 видеомонитора, 1 блок дистанционного управления).</p>
50	Теплоснабжение	Система теплоснабжения платформы ПА-Б.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
51	Требования по механизации и автоматизации технологических процессов, а также наличию средств контроля за процессом бурения и диспетчеризации	<p>Предусмотреть удалённый мониторинг бурения:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Стандартный пакет услуг ГТИ;</li> <li>2. Стандартный пакет услуг для контроля положения долота в пространстве MWD с высокой скоростью передачи данных;</li> <li>3. Стандартный пакет услуг для выполнения каротажа во время бурения LWD (см. приложение 9);</li> <li>4. Спутниковый канал связи;</li> <li>5. Видео связь;</li> <li>6. Интернет;</li> <li>7. Веб-интерфейс;</li> <li>8. Электронная система отчетности супервайзеров (геолога/технолога);</li> <li>9. Видео регистрация с формированием видеоархива для передачи информации в Ростехнадзор.</li> </ol>
52	Специальные требования	Приложение №12.
53	Метод производства работ	<p>Проектными решениями предусмотреть вахтовый метод производства работ, в связи с:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- значительным удалением платформы ПА-Б от мест дислокации подрядных организаций специализирующихся на строительстве скважин (оказании сервисные услуг для процесса бурения скважин);</li> <li>- сложностью и неустойчивостью транспортных коммуникаций;</li> <li>- высокими темпами работ;</li> <li>- сложными климатическими условиями.</li> </ul> <p>Продолжительность вахты 28 дней.</p>
54	Размещение персонал	<p>Максимальная численность персонала, который возможно разместить на платформе ПА-Б – 165 человек.</p> <p>Численность персонала задействованного в реконструкции скважины 72 человека (основной и вспомогательный персонал).</p>
55	Сведения о подъездных путях	Не содержит информации, расположение реконструируемых скважин – акватория Охотского моря.
56	Транспортировка грузов, оборудования и вахт	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Транспортировка грузов, материалов и оборудования осуществляется морским транспортом (судами снабжения) из порта г. Холмск, протяженность маршрута 1127 км.</li> <li>2. Буровая бригада и обслуживающий персонал доставляется из г. Южно-Сахалинск до пгт. Ноглики ж/д транспортом (620 км), из пгт. Ноглики до платформы ПА-Б вертолетом (124 км).</li> </ol>
57	Объем подготовительных работ к реконструкции скважин	Выполнены.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
58	Продолжительность реконструкции скважин	Выполнить расчет продолжительности реконструкции базовой скважины ПБ-418.
59	Требования к подготовке проектной документации	<p>При разработке проектной документации учесть требования нормативных документов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» с изменениями от 06 мая 2024 г;</li> <li>2. ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ»;</li> <li>3. РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»;</li> <li>4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года №534) с изменениями от 31 января 2023 г;</li> <li>5. Федеральный закон «О недрах» в редакции ФЗ от 3.03.1995 года № 27-ФЗ с изменениями от 08 августа 2024 г;</li> <li>6. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ с изменениями от 08 августа 2024 г;</li> <li>7. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» с изменениями от 08 августа 2024 г;</li> <li>8. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 23.11. 1995 г. № 174-ФЗ с изменениями от 08 августа 2024 г;</li> <li>9. Постановление Правительства РФ от 5 марта 2007 г. № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий» с изменениями от 31 мая 2024 г;</li> <li>10. В случае, если при проектировании опасного производственного объекта требуется отступление от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, таких требований недостаточно и (или) они не установлены, разработать обоснование безопасности опасного производственного объекта (ст.3 п.4 ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).</li> </ol>
60	Состав проектной документации	<p>Разработать проектную документацию в составе:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Раздел 1 «Пояснительная записка»;</li> <li>2. Раздел 6 «Технологические решения»;</li> <li>3. Раздел 7 «Проект организации строительства»;</li> <li>4. Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды»;</li> <li>5. Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»;</li> <li>6. Раздел 13 «Иная документация в случаях, предусмотренных законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации». Подраздел 1 «Перечень мероприятий</li> </ol>



№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
		<p>по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».</p> <p><b><u>Примечание:</u></b></p> <p>1. Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка», Раздел 3 «Объемно-планировочные и архитектурные решения», Раздел 4 «Конструктивные решения», Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения» и Раздел 10 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства» не разрабатываются, т.к. для строительства скважины применяется буровой комплекс стационарной платформы ПА-Б. Платформа ПА-Б фактически построена (разделы разработаны в составе ТЭО проекта строительства платформы ПА-Б (Положительное заключение Главгосэкспертизы России № 1083-03/ГГЭ-0026/02 от 23 декабря 2003 г.).</p> <p>2. Раздел 11 «Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов к объекту капитального строительства» не разрабатывается, т.к. на опасном производственном объекте не предусматривается нахождение людей с ограниченными физическими возможностями.</p> <p>3. Раздел 12 «Смета на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объекта капитального строительства» не разрабатывается, т.к. финансирование идет не из государственных бюджетных средств.</p>
61	Заказчик	ООО «Сахалинская Энергия» 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д.35.
62	Застройщик	ООО «Сахалинская Энергия» 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д.35.
63	Проектная организация	АО «ВолгоградНИПИнефть» 400012, область Волгоградская, город Волгоград, улица им. Ткачева, дом 25, офис 1.
64	Наименование подрядной организации по реконструкции скважин	ООО «Сахалинская Энергия» ведет работы по реконструкции скважин.
65	Инженерные изыскания	Для реконструкции скважин применяется буровой комплекс стационарной платформы ПА-Б. Платформа ПА-Б фактически построена и введена в эксплуатацию в 2008 г. Проведение инженерных изысканий не требуется.

**Приложения к заданию на проектирование:**

1. Основание для проектирования.
2. Пояснительная записка.
3. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.
4. Литологическая характеристика разреза скважины.
5. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.
6. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.
7. Давление и температура по разрезу скважины.
8. Возможные осложнения по разрезу скважины.
9. Исследовательские работы.
10. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации.
11. Конструкция скважин.
12. Специальные требования.

**От ИСПОЛНИТЕЛЯ:**

Симонов Д.В.

Начальник отдела бурения и ПСС  
АО «ВолгоградНИПИнефть»

«03» 09 2024 г.

**От ЗАКАЗЧИКА:**

Фазлетдинов М.Р.

Начальник сектора подготовки проектной  
документации на бурение, ремонт  
скважин и внутрискважинные работы  
ООО «Сахалинская Энергия»

«03» 09 2024 г.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Лицензия на право пользования недрами**



Федеральное агентство по  
недропользованию (Роснедра)

**ЛИЦЕНЗИЯ**  
**на пользование недрами**

	<b>ШОМ</b> <i>серия</i>	<b>006642</b> <i>номер</i>	<b>НР</b> <i>тип</i>
Выдана	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «САХАЛИНСКАЯ ЭНЕРГИЯ», ИНН 6500004766		
Вид пользования недрами	разведка и добыча полезных ископаемых		
Наименование участка недр	Пильтун Астохский (Сахалин 2)		
Расположение участка недр	Шельф Охотского моря		
Срок окончания пользования участком недр	19.05.2026		

19.08.2022

*дата государственной  
регистрации*

Заместитель руководителя  
Федерального агентства по  
недропользованию



Каспаров Орест  
Сетракович

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Лицензия на право пользования недрами (размещение  
отходов)**



Федеральное агентство по  
недропользованию (Роснедра)

**ЛИЦЕНЗИЯ**  
**на пользование недрами**

	<b>ШОМ</b> <i>серия</i>	<b>006670</b> <i>номер</i>	<b>ЗЭ</b> <i>тип</i>
Выдана	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "САХАЛИНСКАЯ ЭНЕРГИЯ", ИНН 6500004766		
Вид пользования недрами	строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых		
Наименование участка недр	Пильгунский участок		
Расположение участка недр	в пределах Шельфа Охотского моря		
Срок окончания пользования участком недр	19.05.2026		
	19.08.2022 <i>дата государственной регистрации</i>		

Заместитель руководителя



Каспаров Орест  
Сетракович

Приложение № 1 к лицензии на пользование недрами  
ШОМ 006670 ЗЭ

## УСЛОВИЯ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

### 1. Общие сведения

#### 1.1. Сведения о пользователе недр:

1.1.1. Наименование: ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "САХАЛИНСКАЯ ЭНЕРГИЯ";

1.1.2. ОГРН / ОГРНИП: 1226500003641;

1.1.3. ИНН: 6500004766.

1.2. Орган, предоставивший право пользования недрами: Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра).

1.3. Вид пользования недрами: строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

**Категория участка недр:** участок недр федерального значения.

1.4. Основание предоставления права пользования участком недр: переоформление лицензии на пользование недрами.

**Целевое назначение:** для строительства и эксплуатации подземных сооружений для захоронения отходов производства и потребления.

1.5. **Иные сведения:** Тип подземного сооружения: захоронение отходов, целевое использование подземного сооружения: для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей.

### 2. Наименование (при наличии) участка недр, предоставленного в пользование, и описание его границ

2.1. Наименование участка недр, предоставленного в пользование: Пильтунский участок.

2.2. Участок недр имеет статус: горный отвод.

2.3. Схема расположения участка недр и описание его пространственных границ содержатся в приложении № 3 к настоящей лицензии на пользование недрами.

3. **Срок действия лицензии на пользование недрами:** 19.05.2026.

### 4. Обязательства по пользованию недрами

4.1. Сроки подготовки и утверждения проектной документации на осуществление пользования недрами, а также сроки представления



материалов на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр:

**4.1.1.** Срок утверждения проектной документации на осуществление геологического изучения недр, получившей положительное заключение экспертизы, предусмотренной статьей 36.1 Закона Российской Федерации «О недрах»: **обязательство не установлено;**

**4.1.2.** Срок представления материалов по результатам геологического изучения недр на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, предусмотренную статьей 29 Закона Российской Федерации «О недрах»: **обязательство не установлено;**

**4.1.3.** Срок утверждения технического проекта строительства и эксплуатации подземных сооружений, согласованного в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах»: **обязательство не установлено.**

**4.2.** Срок начала осуществления геологического изучения участка недр, строительства и эксплуатации подземных сооружений:

**4.2.1.** Срок начала геологического изучения недр: **обязательство не установлено;**

**4.2.2.** Срок начала осуществления строительства и эксплуатации подземных сооружений: **обязательство не установлено.**

## **5. Требования по рациональному использованию и охране недр, по безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами**

**5.1.** Пользователь недр обязан выполнять требования, предусмотренные статьей 23, частью пятой статьи 24 Закона Российской Федерации «О недрах».

**5.2.** Пользование недрами осуществляется в соответствии с проектной документацией на осуществление геологического изучения недр, техническим проектом строительства и эксплуатации подземных сооружений, техническим проектом ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами.

## **6. Условия, связанные с платежами при пользовании недрами**

**6.1.** Обязательство по уплате разового платежа за пользование недрами не установлено.

**6.2.** Обязательство по уплате регулярных платежей за пользование недрами не установлено.

**6.3.** Пользователь недр уплачивает другие налоги и сборы, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.

**7. Сроки подготовки технического проекта ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами, и проекта рекультивации земель**

**7.1.** Срок подготовки технического проекта ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами: не позднее 24 месяцев до установленного срока окончания пользования участком недр.

**7.2.** Срок подготовки проекта рекультивации земель: обязательство не установлено.

**8. Сведения о собственнике добытых полезных ископаемых**

Лицензия не предусматривает добычу полезных ископаемых и подземных вод.

**9. Сроки представления геологической информации о недрах в фонды геологической информации**

**9.1.** Пользователь недр обязан представлять геологическую информацию о недрах в федеральный фонд геологической информации и его территориальный фонд в соответствии с требованиями к содержанию геологической информации о недрах и формой ее представления, порядком и сроками представления геологической информации о недрах в федеральный фонд геологической информации и его территориальные фонды в соответствии со статьями 22, 23, 27 и 27.2 Закона Российской Федерации «О недрах» и принятыми в соответствии с ним нормативными правовыми актами.

**9.2.** Пользователь недр обязан представлять в федеральный фонд геологической информации и его территориальный фонд ежегодный отчет о результатах работ на участке недр не позднее 15 февраля года, следующего за отчетным, который должен содержать следующие систематизированные сведения об итогах выполненных работ по геологическому изучению недр и разведке месторождений полезных ископаемых: о затратах на работы, проведенные в отчетном периоде; о комплексе, объемах и видах проведенных в отчетном периоде работ; о конкретных исполнителях, проводивших работы в отчетном периоде; о полученных результатах работ; об основных выводах и планируемых работах на следующий год.

**9.3.** Пользователь недр обязан представлять в федеральный фонд геологической информации и его территориальный фонд отчет о результатах мониторинга состояния недр не позднее 15 февраля года, следующего за отчетным.

**10. Условия, при наступлении которых может быть приостановлено осуществление права пользования недрами или ограничено право пользования недрами**

**10.1.** Осуществление права пользования недрами может быть приостановлено в случаях, установленных статьей 20.1 Закона Российской Федерации «О недрах».

**10.2.** Право пользования недрами может быть ограничено в случаях, установленных статьей 20.2 Закона Российской Федерации «О недрах».

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

Право пользования недрами прекращается по истечении установленного лицензией на пользование недрами срока пользования участком недр.

**12. Условия, при наступлении которых осуществление права пользования недрами может быть досрочно прекращено**

**12.1.** Право пользования недрами может быть досрочно прекращено в соответствии с пунктом 2 части второй статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» за однократное несоблюдение пользователем недр следующих условий лицензии на пользование недрами:

**12.1.1.** Сроков выполнения обязательств, указанных в пунктах 4.1 – 4.2 настоящих Условий пользования недрами;

**12.1.2.** Обязательств, предусмотренных пунктами 6.1 - 6.3 настоящих Условий пользования недрами;

**12.1.3.** Обязательства, предусмотренного разделом 7 настоящих Условий пользования недрами;

**12.1.4.** Обязательств, предусмотренных разделом 9 настоящих Условий пользования недрами.

**12.2.** Право пользования недрами может быть досрочно прекращено в соответствии с пунктом 3 части второй статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах» за систематическое (два и более раза в течение четырех лет) нарушение настоящих Условий пользования недрами за

исключением условий, указанных в пункте 12.1 настоящих Условий пользования участком недр.

**12.3.** Право пользования недрами может быть досрочно прекращено в иных случаях в соответствии с частью второй статьи 20 Закона Российской Федерации «О недрах».

### **13. Иные условия**

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).

Приложение № 2 к лицензии на пользование недрами  
ШОМ 006670 ЗЭ

### **СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКЕ НЕДР**

**Расположение участка недр:** в пределах Шельфа Охотского моря.

**Характеристика участка недр:**

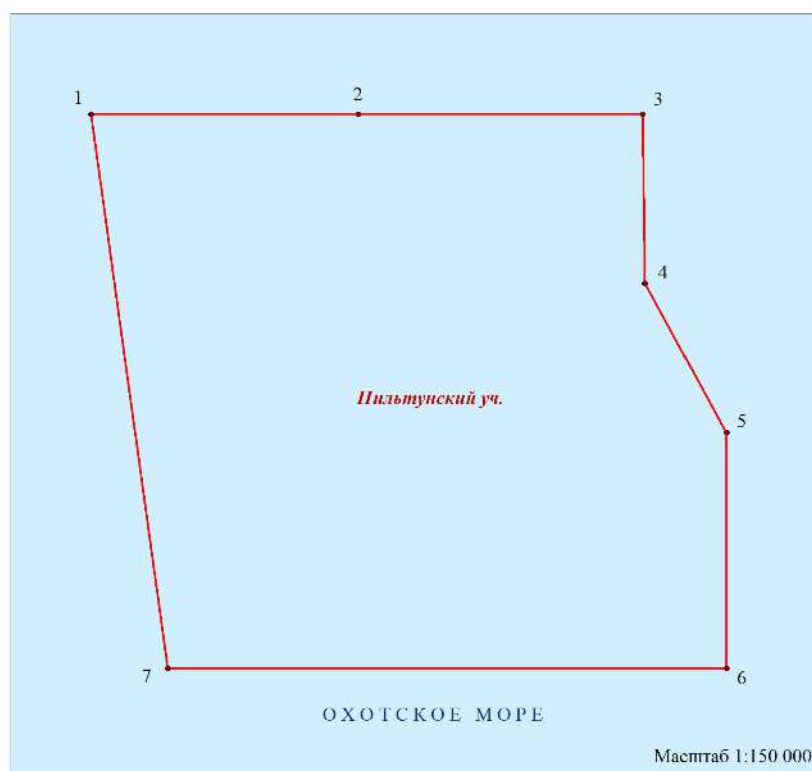
Пильтунский участок располагается в акватории Охотского моря у северо-восточного берега острова Сахалин.

Строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке будет осуществляться в слоистых песчано-глинистых толщах нутовского горизонта верхнего миоцен-плиоцена на глубине 950-1850 м в границах горного отвода Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Выбор пластов-коллекторов для закачки отходов обоснован в техническом проекте и технологической схеме с этапом опытных работ удаления отходов бурения на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения, разработанным и утвержденным институтом «ВНИПИпромтехнология» в 2005 г.

В границах участка недр по состоянию на 19.08.2022 запасы и ресурсы полезных ископаемых отсутствуют.

Приложение № 3 к лицензии на пользование недрами  
ШОМ 006670 ЗЭ

### СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР И ОПИСАНИЕ ЕГО ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ



Условные обозначения:

 - граница Пильтунского участка недр

 - угловые точки

Пространственные границы и статус участка недр:

Номер точки	Северная широта			Восточная долгота		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	52	59	59,999	143	26	00,005
2	52	59	59,999	143	34	00,005
3	52	59	59,999	143	42	30,005
4	52	56	56,999	143	42	34,005
5	52	54	14,999	143	45	00,005
6	52	49	59,999	143	45	00,005
7	52	49	59,999	143	28	18,005

Границы участка недр ограничены контуром прямых линий. Географические координаты угловых точек представлены в ГСК-2011.

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

Нижняя граница – с ограничением по глубине 2300 м.

Статус участка недр – горный отвод.

Площадь участка недр составляет 224 кв. км.

Географические координаты участка недр в WGS-84:

№	Северная широта	Восточная долгота
1	53° 00' 00"	143° 26' 00"
2	53° 00' 00"	143° 34' 00"
3	53° 00' 00"	143° 42' 30"
4	52° 56' 57"	143° 42' 34"
5	52° 54' 15"	143° 45' 00"
6	52° 50' 00"	143° 45' 00"
7	52° 50' 00"	143° 28' 18"



Приложение № 4 к лицензии на пользование недрами  
ШОМ 006670 ЗЭ

**СВЕДЕНИЯ О ПРЕДЫДУЩИХ ПОЛЬЗОВАТЕЛЯХ НЕДР**

№	Пользователь недр	Государственный регистрационный номер лицензии	Дата государственной регистрации лицензии	Основание предоставления права	Дата переоформления лицензии
1	Компания Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, ЛТД	ШОМ 14118 ЗЭ	18.06.2007	решение комиссии, которая создается федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальным органом и в состав которой включаются также представители органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации для рассмотрения заявок о предоставлении права	19.08.2022

				<b>пользования участками недр.</b>	
--	--	--	--	--	--