



Акционерное Общество «ВолгоградНИПИнефть»

Заказчик – ООО «Сахалинская Энергия»

Ред. Экз.

«Реконструкция фонда скважин на Астохском участке
Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного
месторождения (группа 8)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

63В/20/04 – ПЗ

Том 1



Волгоград 2023 г.

Акционерное общество «ВолгоградНИПИнефть»

Заказчик - ООО «Сахалинская Энергия»

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор
ООО «Сахалинская Энергия»

_____ Т.Н. Гафаров
«__» _____ 20__ г.

«Реконструкция фонда скважин на Астохском участке
Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного
месторождения (группа 8)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

63В/20/04 – ПЗ

Том 1

Генеральный директор
АО «ВолгоградНИПИнефть»
« 03 » _____ 10 _____ 2023 г.



В.В. Калинин

Волгоград 2023 г.

Проектная документация разработана в соответствии с техническим 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

Д.В. Симонов

« 03 » 10 2023 г.

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	13
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Задание на проектирование	15

1. Общие положения

Проектная документация «Реконструкция фонда скважин на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа 8)» разработана АО «ВолгоградНИПИнефть» согласно договору С01102/63В/20 от 31 октября 2020 г. и в соответствии с заданием на проектирование «Реконструкция фонда скважин на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа 8)».

Проектными решениями предусмотрена реконструкция группы эксплуатационных скважин: ПА-103, ПА-105, ПА-111, ПА-128 Астохского 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. Федеральный закон от 3 марта 1995 г. № 27-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации «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 г. № 174-ФЗ;
9. Постановление Правительства РФ от 5 марта 2007 г. № 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.

Проектная документация на реконструкцию скважин Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения разработана в соответствии с нормами технологического проектирования объектов нефтяной и газовой промышленности, согласно требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, а также норм и правил пожарной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды, руководящих

документов и инструкций, регламентирующих организацию и технологию производства работ по циклу строительства скважины.

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 ПА-103, ПА-105, ПА-111, ПА-128 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.

2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Объект проектирования – реконструкция скважин ПА-103, ПА-105, ПА-111, ПА-128 на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Место расположения скважин - акватория Охотского моря.

При разработке проектной документации на реконструкцию скважин ПА-103, ПА-105, ПА-111, ПА-128 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 006669 ЗЭ. Вид пользования недрами: строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. Наименование участка недр: Астохский 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-П. 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-П, Этап 2»».
6	Подсчёт запасов нефти, растворённого газа, газа и газового конденсата Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Протокол ГКЗ Роснедр по УВС № 5905 от 19.06.2019 г.
7	Технологическая схема разработки Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 7547 от 19.06.2019 г. (см. приложение 6)
8	Договор между АО «ВолгоградНИПИнефть» и ООО «Сахалинская Энергия» С01102/63В/20 от 31 октября 2020 г.
9	Задание на проектирование «Реконструкция фонда скважин на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа 8)».

Продолжение таблицы 2.1

№№ п/п	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект), разработка площадей (месторождений), задание на проектирование, номер,
--------	---

	дата)
1	2
10	Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Платформа стационарная морская ПА-А» (Проект Сахалин-2) с изменением № 11. Регистрационный номер ОПО А77-00301-0010.
11	Заключение экспертизы промышленной безопасности на «Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Платформа стационарная морская ПА-А» (Проект Сахалин-2) с изменением № 11. Заключение подготовлено ЗАО «НТЦ ПБ» и внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности Северо-Западным управлением Ростехнадзора с присвоением регистрационного номера 19-ОБ-10679-2022.

В приложении 2 приведено задание на проектирование «Реконструкция фонда скважин на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа 8)».

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: ПА-103, ПА-105, ПА-111 и ПА-128. 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 69,8 м по вертикали, между наиболее и наименее протяжённой скважиной составляет 1698 м по стволу;
- одинаковые конструкции скважин, диаметры обсадных колонн и их количество после реконструкции;
- идентичные горно-геологические условия проводки боковых стволов скважин и условия природопользования.

Из данной группы скважин наибольшую глубину по стволу (4953,4 м), **при наибольшем отходе от вертикали (1440 м)**, имеет боковой ствол скважины ПА-105. В связи с этим наибольшие нагрузки на буровое и насосное оборудование, бурильный инструмент прогнозируются при реконструкции скважины ПА-105. Кроме того, для скважины ПА-105 планируемая продолжительность ее реконструкции и расчетный объем отходов бурения имеют наибольшие значения. Базовой скважиной принята ПА-105, основные проектные данные приведены в таблице 3.2.

Основанием для принятия решения при разработке проекта на реконструкцию скважин ПА-103, ПА-105, ПА-111 и ПА-128 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-А», с идентичными условиями эксплуатации (одинаковая конструкция, отбор углеводородов из одного объекта разработки и при одинаковых условиях добычи).

Основание необходимости и обоснование возможности введения недостающего требования в области промышленной безопасности, меры безопасности приведены в п. 1.7.54 «Обоснования безопасности опасного производственного объекта «Платформа стационарная морская ПА-А» (Проект Сахалин-2) с изменением № 11 (см. п.13 приложения 5).

В проектной документации представлены конструкция, технология бурения, крепления и заканчивания скважины ПА-105. Раздел 6 «Технологические решения» (шифр - 63В/20/04-ТР) выполнен для базовой скважины ПА-105 и принят в качестве основы для разработки остальных разделов проектной документации.

3. Сводные технико-экономические данные

Астохский участок является частью Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, которое было открыто в 1986 г. Год ввода месторождения в эксплуатацию 1996 г. Месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 11-14 км от береговой линии к востоку от южной оконечности Пильтунского залива. На Астохском участке месторождения установлена морская добывающая платформа ПА-А. В административном отношении площадь лицензионного блока входит в состав Сахалинской области Российской Федерации. Ближайшим населённым пунктом является г. Оха, расположенный в ≈ 100 км к северо-северо-западу. Вторым ближайшим, относительно крупным населённым пунктом является пгт. Ноглики, расположенный в ≈ 100 км к юго-юго-западу. 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):

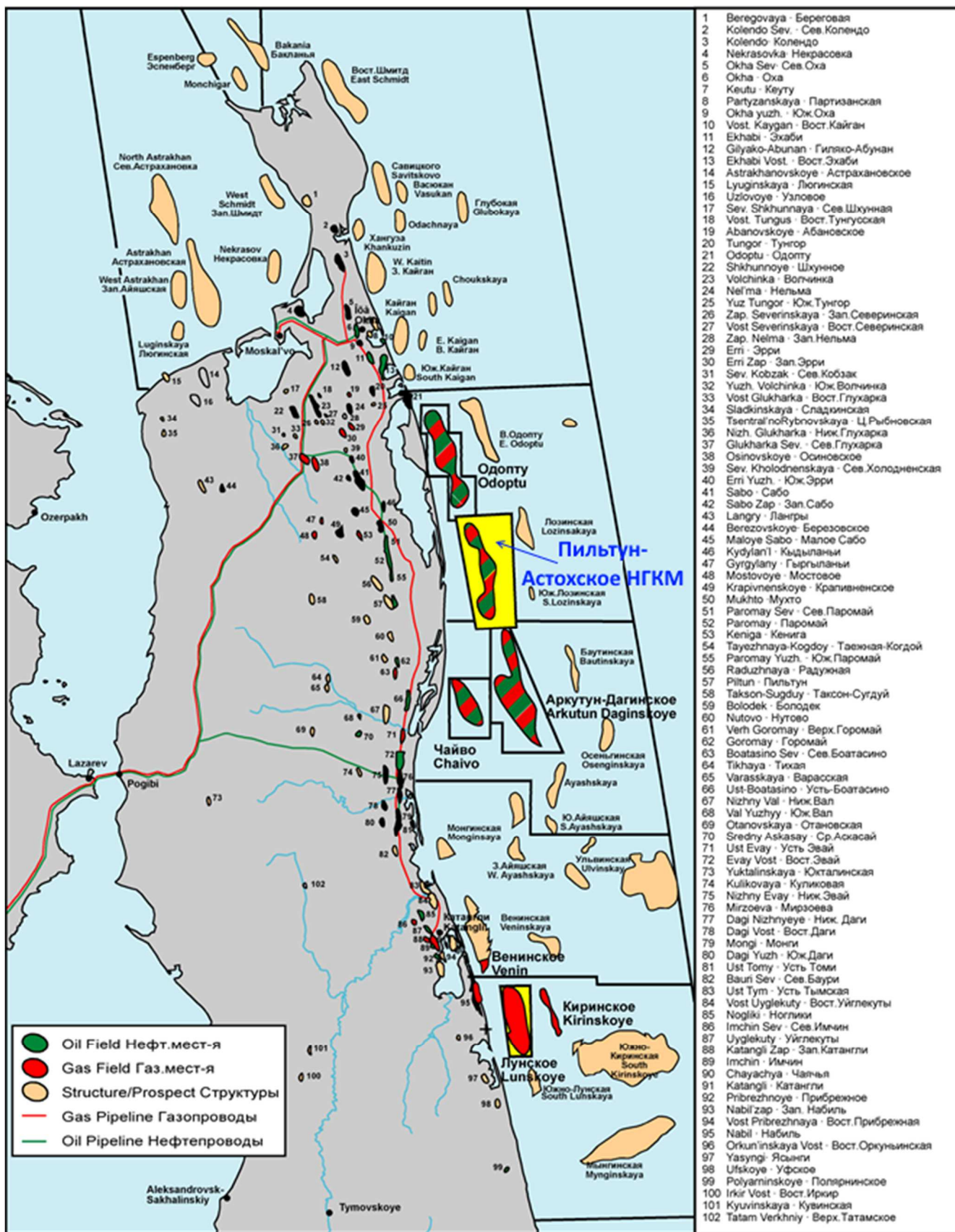
- Платформа стационарная морская ПА-А – рег. №А77-01437-0001 – I класс;
- Система межпромысловых трубопроводов: месторождение Пильтун-Астохское – ОБТК-рег. №А77-01437-0007 - I класс.

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-А установлена в Охотском море у северо-восточного побережья острова Сахалин, в точке с координатами $52^{\circ}42'58''$ с.ш., $143^{\circ}33'58''$ 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.



CIS-241

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

Оборудование, установленное на платформе, позволяет с учетом ледовых условий, низких температур, ветровых и волновых 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 1998 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 01.08.2023 в эксплуатационном фонде числятся 23 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 прогнозное давление нагнетания;
- введено в эксплуатацию производственное оборудование - гидроциклоны грубой и тонкой очистки для отделения песка 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-А в процессе добычи, подготовки и транспортировки углеводородов эксплуатируются технические устройства, оборудование и системы различного назначения импортного производства (оборудование, работающее под избыточным давлением, грузоподъемное оборудование, энергетическое оборудование, системы противоаварийной защиты, трубопроводы различного назначения, хранилища нефтепродуктов и др.), введенные в эксплуатацию в 1998-1999 гг., 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-А».

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-А и морских трубопроводов в летний период проводятся подводные осмотры с выполнением видеосъемки.

Залежи Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения вскрыты 5 разведочными и 25 эксплуатационными скважинами. Астохский участок приурочен к одноименной локальной структуре размером 18 км на 7 км, расположенной в южной части Пильтун-Астохской антиклинали, кулисообразно сочленяющейся с основной структурой. Свод структуры по кровле пласта XXI находится на абсолютной глубине -1890 м. Углы падения крыльев составляют порядка 5 градусов на западе и востоке и менее 2,5 градусов на северной и южной периклиналях. Стратиграфический разрез месторождения представляет собой последовательность осадочных отложений большой мощности, сложенных преимущественно терригенно-обломочными породами кайнозойского возраста.

Промышленные запасы нефти и газа на Астохском участке приурочены к песчано-алевролитовым отложениям нижненутовского подгоризонта верхнего миоцена. В пределах участка выделено 5 продуктивных пластов: XXI_S, XXI₁', XXI₂, XXIII₂ и XXV. Залежи в пластах XXI₁', XXI_S и XXI₂ являются нефтеносными, залежь в XXIII₂ пласте содержит газовую шапку с нефтяной оторочкой, залежь XXV пласта является газоконденсатной. Коллекторы характеризуются зонами выклинивания и литологическими неоднородностями пород. Месторождение пребывает на стадии эксплуатации.

Цель реконструкции эксплуатационных скважин ПА-103, ПА-105, ПА-111, ПА - 128: восстановление работоспособности скважин путем бурения бокового ствола из-под колонны Ø244,5 мм для добычи углеводородов из пластов XXI-1', XXI-2 отложений миоцена нижненутовского горизонта Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Проектный горизонт: отложения нижненутовского горизонта.

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

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 (Астохский участок)
Блок (номер и/или название)	Астохский 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	1996
Температура воздуха, °С:	
средняя максимальная месячная температура воздуха наиболее жаркого месяца, °С	+16,6 (август)
средняя минимальная месячная температура воздуха наиболее холодного месяца, °С	-18,1 (январь)
наибольшая летняя	+32
наименьшая зимняя	-44
Среднегодовое количество осадков, мм	до 500
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	260
Азимут преобладающего направления ветра, град	запад, северо-запад
Скорость ветра, вероятность превышения которой в течение года составляет 5%, м/с	11,5
Максимальная скорость течения воды, м/с	1,89
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-А рельеф ровный, средний уклон 0,002
Грунт дна моря	Платформа находится в районе распространения гравийных и песчаных отложений. Гравийные и песчаные осадки разной крупности, низкое содержание частиц тонких фракций
Глубина моря (средний уровень моря), м	30

Таблица 4.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Расположение реконструируемых скважин ПА-103, ПА-105, ПА-111, ПА-128 – 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 ¹⁾	да	Порт г. Холмск - платформа ПА-А	1078

Примечание:

¹⁾ - из пгт. Ноглики до платформы ПА-А буровая бригада и обслуживающий персонал доставляется вертолетом, протяжённость маршрута ≈100 км.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.
Задание на проектирование

Заказчик – ООО «Сахалинская Энергия»

Проектная организация – АО «ВолгоградНИПИнефть»

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор
АО «ВолгоградНИПИнефть»

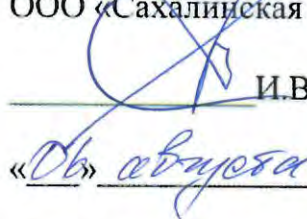


В.В. Калинин

«06» августа 2023 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального
директора – главный инженер
ООО «Сахалинская Энергия»



И.В. Абрамов

«06» августа 2023 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

«Реконструкция фонда скважин на Астохском участке Пильтун-Астохского
нефтегазоконденсатного месторождения (группа 8)»

г. Южно-Сахалинск 2023 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	Астохский участок Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения расположен в северо-восточной части шельфа о. Сахалин. В административном отношении площадь лицензионного блока входит в состав Сахалинской области (РФ). (Приложение №2).
3	Площадь (месторождение)	Пильтун-Астохское НГКМ (Астохский участок).
4	Год ввода месторождения в эксплуатацию	1996 г.
5	Расположение (суша, море)	Море.
6	Альтитуда стола ротора, м	32
7	Глубина моря, м	30
8	Климатические условия	Средняя максимальная месячная температура воздуха наиболее жаркого месяца августа: +16,6 °С. Средняя минимальная месячная температура воздуха наиболее холодного месяца января: - 18,1 °С. Среднегодовое количество осадков - до 500 мм. Продолжительность отопительного периода 260 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-А рельеф ровный, средний уклон 0,002. Платформа находится в районе распространения гравийных и песчаных отложений. Гравийные и песчаные осадки разной крупности, низкое содержание частиц тонких фракций.
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 ² , 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-А 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-под колонны 244,5 мм (9 5/8") для добычи углеводородов. Добыча углеводородов из пластов XXI-1', XXI-2.
17	Вид скважин	Эксплуатационные, нефтедобывающие.
18	Номера скважин реконструируемых по данному проекту	ПА-105 (базовая скважина), ПА-103, ПА-111, ПА-128.
19	Проектный горизонт	Миоценовые отложения. Нижненутовский горизонт.
20	Проектная глубина забоя бокового ствола базовой скважины	2025,9 м / 4953,4 м (по вертикали / по стволу). Предусмотреть бурение трех 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 ПА-105. 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)	1959,1 – 2025,9 м / 3453,3 – 4952,4 м (по вертикали / по стволу). Интервал глубин указан для базовой скважины.
25	ГТИ. Интервалы глубин указаны для базовой скважины	В интервале зарезки и бурения бокового ствола – 1289 – 2025,9 м / 2164 – 4953,4 м (по вертикали / по стволу), а также при бурении 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 кернa	Отбор кернa 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>Фактическая конструкция базовой скважины ПА-105: <i>Направление Ø762 мм</i> – в инт. 15,2 - 124 м / 15,2 – 124 м (по вертикали / по стволу); <i>Кондуктор Ø473,1 мм</i> – в инт. 15,2 - 552 м / 15,2 - 592 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - 18 м по стволу от стола ротора; <i>Промежуточная колонна Ø339,7 мм</i> – в инт. 15,2 – 1260 м / 15,2 – 2094 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 122 м по стволу от стола ротора; <i>Эксплуатационная колонна Ø244,5 мм</i> – в инт. 15,2 – 1463,6 м / 15,2 - 2571 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 1752 м по стволу от стола ротора; <i>Эксплуатационный хвостовик Ø177,8 мм</i> в инт. 1408,7 – 2162,6 м / 2445,3 – 3892 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - по всей длине.</p> <p>Проектная конструкция базовой скважины ПА-105 (после реконструкции): <i>Направление Ø762 мм</i> – в инт. 15,2 - 124 м / 15,2 – 124 м (по вертикали / по стволу); <i>Кондуктор Ø473,1 мм</i> – в инт. 15,2 - 552 м / 15,2 - 592 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - 18 м по стволу от стола ротора; <i>Промежуточная колонна Ø339,7 мм</i> – в инт. 15,2 – 1260 м / 15,2 – 2094 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 122 м по стволу от стола ротора; <i>Эксплуатационная колонна Ø244,5 мм</i> – в инт. 15,2 – 1289 м / 15,2 - 2164 м¹⁾ (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 1752 м по стволу от стола ротора; <i>Эксплуатационный хвостовик Ø177,8 мм²⁾</i> в инт. 1258 – 1959,1 м / 2089 – 3453,3 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - по всей длине; <i>Фильтр Ø101,6 мм²⁾</i> в инт. 1914,5 – 2025,9 м / 3353,3 – 4953,4 м (по вертикали / по стволу), не цементируется. Фильтровая часть в инт. 1959,1 – 2025,9 м / 3453,3 – 4952,4 м (по вертикали / по стволу).</p> <p>При бурении открытого ствола скважины под фильтр Ø101,6 мм предусмотреть бурение трех боковых ответвлений: <i>Боковое ответвление №1³⁾</i>: глубина срезки – 2021,1 м / 3786,4 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 2012,8 м / 4236,4 м (по вертикали / по стволу). <i>Боковое ответвление №2³⁾</i>: глубина срезки – 2022,0 м / 3882,9 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 2018,1 м / 4332,9 м (по вертикали / по стволу). <i>Боковое ответвление №3³⁾</i>: глубина срезки – 2020,5 м / 4170,9 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 2015,3 м / 4620,9 м (по вертикали / по стволу).</p> <p><u>Примечание:</u> ¹⁾ – указана глубина вырезки «окна» в обсадной колонне Ø244,5 мм. Глубина зарезки бокового ствола скважины может быть изменена с учетом результатов выполненного комплекса ГИС, уточненных данных по</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
		<p>градиентам пластовых давлений и гидроразрыва пластов. При уточнении глубины резки 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.</p> <p>²⁾ – обсадная колонна и фильтр, спускаемые в скважину при реконструкции.</p> <p>³⁾ – 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 ПА-105 и боковых ответвлений	<p>Глубина вырезки окна – 1289 м / 2164 м (по вертикали / по стволу). Глубина резки бокового ствола скважины может быть изменена с учетом результатов выполненного комплекса ГИС, уточненных данных по градиентам пластовых давлений и гидроразрыва пластов;</p> <p>Максимальный зенитный угол – 91,97°;</p> <p>Максимальная интенсивность изменения зенитного угла – 4,5°/30 м;</p> <p>Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта – 2018 м;</p> <p>Азимут бурения – 345,31°;</p> <p>Точка «Т1» – глубина по вертикали 2018 м, координаты: X 674095,4; Y 5842360,7; зенитный угол 84,7°;</p> <p>Точка «Т2» – глубина по вертикали 2021,0 м, координаты: X 674084,5; Y 5842427,8; зенитный угол 90,0°;</p> <p>Точка «М1» – глубина по вертикали 2019,9 м, координаты: X 674019,3; Y 5842730,6; зенитный угол 90,2°;</p> <p>Точка «Т3» – глубина по вертикали 2025,9 м, координаты: X 673801,1; Y 5843586,0, зенитный угол 89,73°.</p> <p>Боковое ответвление №1 ¹⁾: глубина срезки – 2021,1 м / 3786,4 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 2012,8 м / 4236,4 м (по вертикали / по стволу), координаты забоя – X 673797,24; Y 5842781,60.</p> <p>Боковое ответвление №2 ¹⁾: глубина срезки – 2022,0 м / 3882,9 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 2018,1 м / 4332,9 м (по вертикали / по стволу), координаты забоя – X 674139,44; Y 5842979,92.</p> <p>Боковое ответвление №3 ¹⁾: глубина срезки – 2020,5 м / 4170,9 м (по вертикали / по стволу), глубина забоя – 2015,3 м / 4620,9 м (по вертикали / по стволу), координаты забоя – X 673747,66; Y 5843191,69.</p> <p>Примечание: ¹⁾ – глубина срезки, глубина и координаты забоя боковых ответвлений уточняются геологической службой Заказчика и сервисной компанией по</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
		наклонно-направленному бурению исходя фактических горно-геологических условий и состояния ствола скважины.
31	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного пласта от проектного положения (радиус круга допуска)	Радиус круга допуска – 100 м.
32	Номера слотов скважин	ПА-105 – слот СО-08. ПА-103 – слот СО-03. ПА-111 – слот СО-05. ПА-128 – слот СО-17.
33	Способ бурения	Роторное (силовой верхний привод) с применением роторно-управляемой системы.
34	Тип и диаметр применяемых долот	Долота PDC, диаметром 215,9 мм, 155,6 мм.
35	Обсадные трубы	1. Обсадные трубы выбираются по расчету и совмещенному графику давлений. 2. При выборе характеристик обсадных труб (тип соединения, толщина стенки, группа прочности) учесть трубы, имеющиеся в наличии у Заказчика. 3. Предусмотреть возможность полной или частичной замены группы прочности (марки сталей), типов соединений, толщин стенок обсадных труб для реконструируемых скважин.
36	Бурильные трубы, УБТ	ТБИ-149,2×9,17; ТБИ-101,6×8,38; ТБТ-149,2×23,8; ТБТ-101,6×18,26; НУБТ-120,65 (4 3/4"). Технические параметры ТБИ, ТБТ и УБТ уточняются при разработке проектной документации.
37	Параметры тампонажного раствора	Цемент для приготовления тампонажного раствора - ПЦТ I-G-СС-1. Плотность и параметры цементного раствора в соответствии с гидравлическим расчетом и градиентами пластового давления.
38	Тип бурового раствора по интервалам бурения	Параметры и тип бурового раствора определяются при разработке проектной документации.
39	Лифтовые (насосно-компрессорные) трубы	Диаметр 114,3 мм (4 1/2"). Технические параметры НКТ уточняются при разработке проектной документации.
40	Заканчивание скважины	Заканчивание скважины открытым стволом диаметром 155,6 мм (6 1/8") с тремя боковыми ответвлениями диаметром 155,6 мм (6 1/8") с последующей установкой автономного противопесочного фильтра-хвостовика с диаметром основной трубы 4" (101,6 мм). Тип жидкость заканчивания – KCl/NaCl Плотность жидкость заканчивания – 1150 кг/м ³ .
41	Тип буровой установки	Буровой комплекс морской стационарной платформы «Моликпак» (ПА-А).

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
42	Грузоподъемность буровой установки	454 т
43	Тип колонной головки	Колонная головка (проходной диаметр 476,3 мм) 473,1 x 339,7 x 244,5 мм с рабочим давлением не менее 34,50 МПа (5000 psi).
44	Тип фонтанной арматуры	ФМС с рабочим давлением не менее 34,50 МПа (5000 psi).
45	Характеристика противовыбросового оборудования (ПВО)	<p>Блок превенторов с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4").</p> <p>В состав блока превенторов входят:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сдвоенный плащечный превентор с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4") с рабочим давлением не менее 5000 psi (34,50 МПа) – 1 шт.; - одиночный плащечный превентор с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4") с рабочим давлением не менее 5000 psi (34,50 МПа) – 1 шт.; - универсальный превентор с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4") с рабочим давлением не менее 5000 psi (34,50 МПа) – 1 шт.
46	Источник водоснабжения	<p><i>Опреснительные установки платформы: вода для хозяйственно-питьевых нужд (2 опреснителя, Q=50 м³/сут.; 2 насоса Q=23 м³/сут.) и технических нужд (2 опреснителя, Q=50 м³/сут.; 2 насоса Q=227 м³/сут.).</i></p> <p><i>Блок производства гипохлорита и смешения с морской водой: морская заборная вода для технических нужд (центробежные насосы – 6 шт., Q=456 м³/ч каждый; дожимные насосы – 2 шт., Q=275 м³/ч каждый).</i></p>
47	Источник электроснабжения	<p>В соответствии со спецификацией платформы ПА-А:</p> <p>- основное:</p> <ul style="list-style-type: none"> дизель-генератора фирмы Caterpillar Inc (3516B-HD – 1500 кВт) – 4 шт.; турбогенератор фирмы Stewart & Stevenson (GEN G6 – 4761 кВт) – 1 шт.; турбогенератор фирмы Stewart & Stevenson (GEN G7 – 5400 кВт) – 1 шт.; <p>- аварийное:</p> <ul style="list-style-type: none"> дизель-генератор фирмы Caterpillar / Kato (GEN G5 – 830 кВт) – 1 шт.
48	Связь	<p>Связь бригад с постами: система УВЧ радиосвязи - 15 приемопередатчиков (диапазон частот 450-470 МГц).</p> <p>Связь платформы с береговыми станциями связи: 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>Связь с берегом и на платформе: телефонная система (2-х процессорная система фирмы NEC).</p> <p>Связь с 12 постами (аккумуляторная, лаборатория бур. растворов, выбросита, управление устьевым оборудованием,</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
		офис БУ, модули подвышечного основания, бур. раствора и сыпучих материалов): система внутренней связи буровой установки с громкоговорителями. Связь стол ротора, балкон верхового, вибросита, панель управления, офис БУ: замкнутая телевизионная система (3 видеокамеры, 2 видеомонитора, 1 блок дистанционного управления).
49	Теплоснабжение	Система теплоснабжения платформы ПА-А.
50	Требования по механизации и автоматизации технологических процессов, а также наличие средств контроля за процессом бурения и диспетчеризации	Предусмотреть удалённый мониторинг бурения: 1. Стандартный пакет услуг ГТИ; 2. Стандартный пакет услуг для контроля положения долота в пространстве MWD с высокой скоростью передачи данных; 3. Стандартный пакет услуг для выполнения каротажа во время бурения LWD (см. приложение 9); 4. Спутниковый канал связи; 5. Видео связь; 6. Интернет; 7. Веб-интерфейс; 8. Электронная система отчетности супервайзеров (геолога/технолога); 9. Видео регистрация с формированием видеоархива для передачи информации в Ростехнадзор.
51	Специальные требования	Приложение №12.
52	Метод производства работ	Проектными решениями предусмотреть вахтовый метод производства работ, в связи с: - значительным удалением платформы ПА-А от мест дислокации подрядных организаций специализирующихся на строительстве скважин (оказании сервисные услуг для процесса бурения скважин); - сложностью и неустойчивостью транспортных коммуникаций; - высокими темпами работ; - сложными климатическими условиями. Продолжительность вахты 28 дней.
53	Размещение персонал	Численность персонала задействованного в реконструкции скважины 55 человек (основной и вспомогательный персонал).
54	Сведения о подъездных путях	Не содержит информации, расположение реконструируемых скважин – акватория Охотского моря.

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
55	Транспортировка грузов, оборудования и вахт	1. Транспортировка грузов, материалов и оборудования осуществляется морским транспортом (судами снабжения) из порта г. Холмск, протяженность маршрута 1078 км. 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-А вертолетом (100 км).
56	Объем подготовительных работ к реконструкции скважин	Выполнены.
57	Продолжительность реконструкции скважин	Выполнить расчет продолжительности реконструкции базовой скважины ПА-105.
58	Требования к подготовке проектной документации	При разработке проектной документации учесть требования 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» (от 15 декабря 2020 г.); 5. Федеральный закон «О недрах» от 03.03.95 г. № 27-ФЗ; 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 г. № 174-ФЗ; 9. Постановление Правительства РФ от 5 марта 2007 г. № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий»; 10. Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Платформа стационарная морская ПА-А» (Проект Сахалин-2) с изменением № 11. Регистрационный номер ОПО А77-00301-0010.
59	Состав проектной документации	Разработать проектную документацию в составе: 1. Раздел 1 «Пояснительная записка»; 2. Раздел 6 «Технологические решения»; 3. Раздел 7 «Проект организации строительства»; 4. Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды»;


№ п/п	Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
		<p>5. Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»;</p> <p>6 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».</p> <p><u>Примечание:</u></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 реконструкции скважин применяется буровой комплекс стационарной платформы ПА-А. Платформа ПА-А фактически построена.</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>
60	Заказчик	ООО «Сахалинская Энергия» 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д.35.
61	Застройщик	ООО «Сахалинская Энергия» 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д.35.
62	Проектная организация	АО «ВолгоградНИПИнефть» 400012, область Волгоградская, город Волгоград, улица им. Ткачева, дом 25, офис 1.
63	Наименование подрядной организации по реконструкции скважин	<p>ООО «Сахалинская Энергия» ведет работы по реконструкции скважин.</p> <p>ООО «КСА Deutag» предоставляет квалифицированные кадры для проведения работ.</p>
64	Инженерные изыскания	Для реконструкции скважин применяется буровой комплекс стационарной платформы ПА-А. Платформа ПА-А фактически построена и введена в эксплуатацию в 1998 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»


«06» августа 2023 г.

От ЗАКАЗЧИКА:

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


«06» 08 2023 г.