



Акционерное Общество «ВолгоградНИПИнефть»

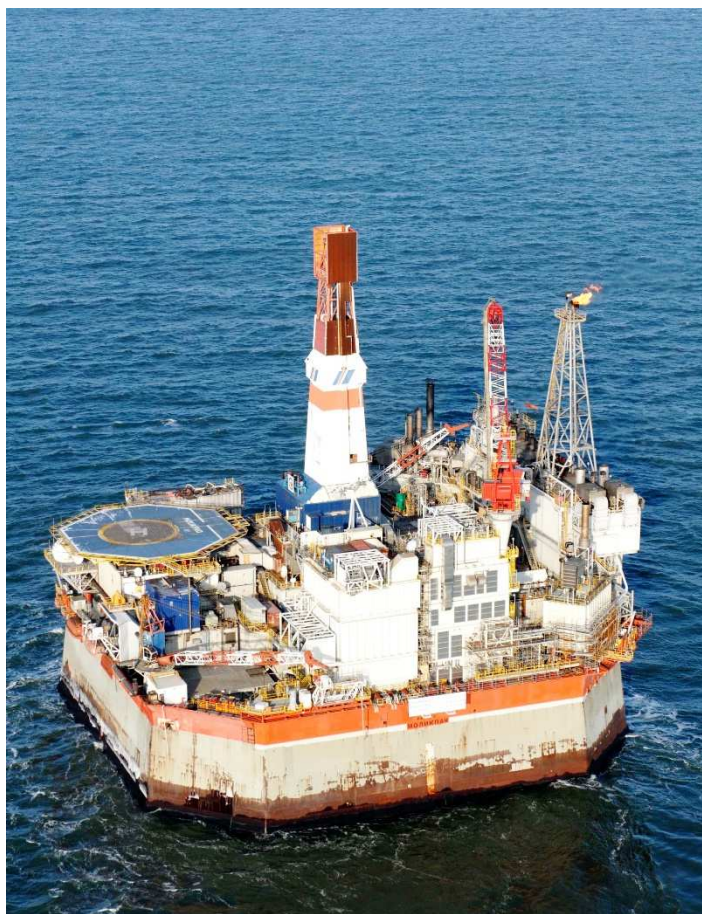
Заказчик – ООО «Сахалинская Энергия»

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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

63В/20/01 – ПЗ



Волгоград 2023 г.

Акционерное общество «ВолгоградНИПИнефть»

Заказчик - ООО «Сахалинская Энергия»

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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

63В/20/01 – ПЗ

Генеральный директор
АО «ВолгоградНИПИнефть»
« 18 » октябрь 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

« 18 » октября 2023 г.

Содержание

1. Общие положения	4
2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации	6
3. Сводные технико-экономические данные	8
4. Общие сведения о районе работ	12
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Задание на проектирование	14

1. Общие положения

Проектная документация «Реконструкция фонда скважин на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа б)» 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 б)».

Проектными решениями предусмотрена реконструкция группы эксплуатационных скважин: ПА-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110, ПА-128 Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

При разработке проектной документации на реконструкцию скважины 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. Руководящий документ «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). Зарегистрировано в реестре членов саморегулируемой организации за номером П-088-003442088247-0027.

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-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110, ПА-128 технических устройств, оборудования, материалов и изделий допускается при условии наличия документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленных 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-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110, ПА-128 на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Место расположения скважин - акватория Охотского моря.

При разработке проектной документации на реконструкцию скважин ПА-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110, 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	Лицензия на право пользования недрами ШОМ 006642 НР. Вид пользования недрами: разведка и добычи 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.
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..
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 г.) и Главгосэкспертизой России (сводное заключение № 1083-03/ГГЭ-0026/02 от 23.12.2003 г.).
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 г.
5	«Письмо Государственного комитета Российской Федерации по рыболовству №02-71/872 от 26.03.08 г. 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 б)
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 б)».
10	Обоснование безопасности опасного производственного объекта «Платформа стационарная морская ПА-А» (Проект Сахалин-2) с изменением № 11. Регистрационный номер ОПО А77-00301-0010.

Продолжение таблицы 2.1

№№ п/п	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект), разработка площадей (месторождений), задание на проектирование, номер, дата)
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 1 приведено задание на проектирование «Реконструкция фонда скважин на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (группа б)».

Проектной документацией предусмотрена реконструкция группы эксплуатационных скважин: ПА-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110 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 65,7 м по вертикали, между наиболее и наименее протяжённой скважиной составляет 1040 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.

Основанием для принятия решения при разработке проекта на реконструкцию скважин ПА-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110 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 углеводородов).

Из данной группы скважин наибольшую глубину по стволу (4000 м) и наибольший отход от вертикали (2501 м) имеет боковой ствол скважины ПА-128. В связи с этим наибольшие нагрузки на буровое и насосное оборудование, бурильный инструмент прогнозируется при реконструкции скважины ПА-128. Кроме того, для скважины ПА-128 планируемая продолжительность ее реконструкции и расчетный объем отходов бурения имеют наибольшие значения. Базовой скважиной принята ПА-128.

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 с 32-мя буровыми позициями. 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.

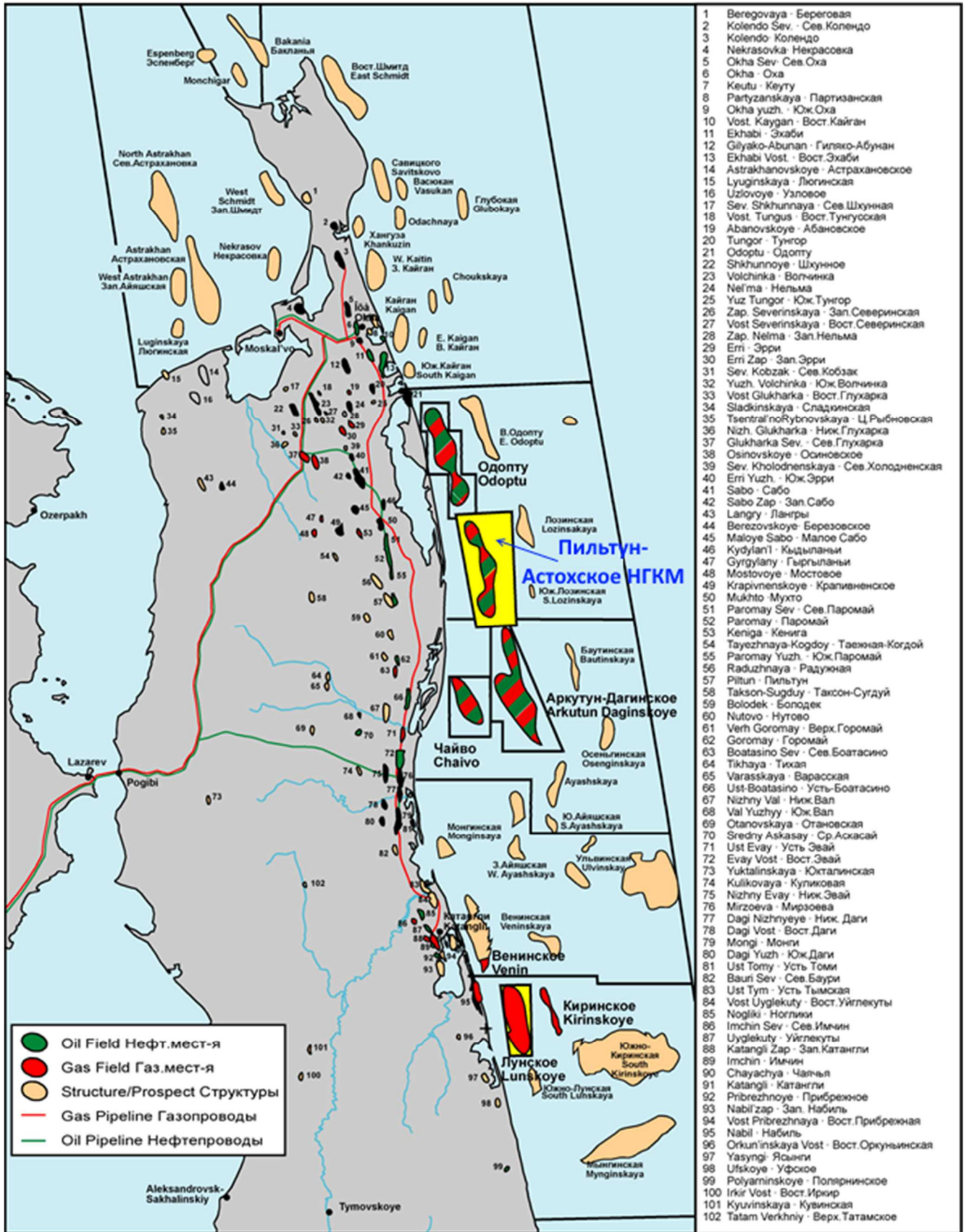
В рамках реализации 2 этапа проекта Сахалин-2 по добыче углеводородов Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Сахалинская Энергия» эксплуатирует следующие опасные производственные объекты, зарегистрированные в Государственном реестре по классам опасности (Свидетельство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

- 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 г. № 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».



CIS-241

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

Платформа ПА-А установлена в Охотском море у северо-восточного побережья острова Сахалин и представляет собой обитаемую эксплуатационно-буровую морскую платформу, оснащенную современным основным и вспомогательным оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов и соответствует требованиям промышленной и пожарной безопасности, охраны окружающей природной среды. 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 г. 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;
- введены 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-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.

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 одноимённой локальной структуре размером 18 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_{1s}, XXI_{1'}, XXI₂, XXI₃ и XXV. Залежи в пластах XXI_{1'}, XXI_{1s} и XXI₂ являются нефтеносными, залежь в XXI₃ пласте содержит газовую шапку с нефтяной оторочкой, залежь XXV пласта является газоконденсатной. Коллектора характеризуются зонами выклинивания и литологическими неоднородностями пород. Месторождение пребывает на стадии эксплуатации.

Цель реконструкции эксплуатационных скважин ПА-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110, ПА-128 – восстановление работоспособности скважин путем бурения бокового ствола из-под колонны 13 3/8" (339,7 мм) для добычи углеводородов. Добыча 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-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110, 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

_____ 2023 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального
директора – главный инженер
ООО «Сахалинская Энергия»

_____ И.В. Абрамов

«__» _____ 2023 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

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

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 339,7 мм (13 3/8") для добычи углеводородов. Добыча углеводородов из пластов XXI-1', XXI-2.
17	Категория скважин	Эксплуатационные, нефтедобывающие.
18	Номера скважин реконструируемых по данному проекту	ПА-128 (базовая скважина), ПА-101, ПА-103, ПА-105, ПА-110.
19	Проектный горизонт	Миоценовые отложения. Нижненутовский горизонт.
20	Вид скважин	Наклонно-направленные с горизонтальным окончанием в пласте XXI-1'.
21	Проектная глубина забоя бокового ствола базовой скважины	1982 м / 4000 м (по вертикали / по стволу).
22	Геолого-техническая информация	Представлена в Приложениях № 3-10 для базовой скважины ПА-128. В процессе разработки проектной документации учесть фактически полученный материал по скважинам, пробуренным на Пильтун-Астохском месторождении.
23	Число объектов испытания	1
24	Перечень интервалов подлежащих испытанию и опробованию в процессе бурения, в открытом стволе (при наличии нефтегазонасыщенных коллекторов)	Не предусмотрено.
25	Освоение в эксплуатационной колонне (фильтровая часть)	1953,6 - 1982,0 м / 2330,2 - 3995,0 м (по вертикали / по стволу). Интервал глубин указан для базовой скважины.
26	ГТИ. Интервалы глубин указаны для базовой скважины	В интервале резки и бурения бокового ствола – 652 - 1982 / 652 - 4000 м (по вертикали / по стволу). Интервал глубин указан для базовой скважины.
27	Геофизические работы	Пункт 4 Приложения № 9.
28	Объем и интервалы отбора кернa	Отбор кернa не предусматривается.

29	Конструкция скважин	<p>Фактическая и проектная конструкция скважин группы приведена в приложении 11.</p> <p>Фактическая конструкция базовой скважины ПА-128: Направление Ø762мм – в инт. 15,2 - 124 м / 15,2 – 124 м (по вертикали / по стволу); Кондуктор Ø473,1мм – в инт. 15,2 - 552,2 м / 15,2 - 565,4 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - 17 м по стволу от стола ротора; Промежуточная колонна Ø339,7 мм – в инт. 15,2 – 1055 м / 15,2 – 1107 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ – 315 м по стволу от стола ротора; Эксплуатационная колонна Ø244,5мм – в инт. 15,2 – 1524,2 м / 15,2 - 1610,4 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ- 907 м по стволу от стола ротора; Эксплуатационный хвостовик Ø177,8 мм в инт. 1440,7 – 2309,7 м / 1520,6 – 2748,7 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - по всей длине; Фильтр Ø114,3 мм в инт. 2306,1 – 2310,2 м / 2675,9 – 3484,6 м (по вертикали / по стволу).</p> <p>Проектная конструкция базовой скважины ПА-128 (после реконструкции): Направление Ø762мм – в инт. 15,2 - 124 м / 15,2 – 124 м (по вертикали / по стволу); Кондуктор Ø473,1мм – в инт. 15,2 - 552,2 м / 15,2 - 565,4 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - 17 м по стволу от стола ротора; Промежуточная колонна Ø339,7 мм – в инт. 15,2 – 625,4 м / 15,2 - 645 м¹⁾ (по вертикали / по стволу). ВПЦ - 315 м по стволу от стола ротора; Эксплуатационная колонна Ø244,5мм²⁾ – в инт. 15,2 – 1822,6 м / 15,2 - 1950,0 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - 15,2 м³⁾ по стволу от стола ротора; Эксплуатационный хвостовик Ø177,8 мм²⁾ в инт. 1775,4 – 1953,6 м / 1875,0 - 2330,2 м (по вертикали / по стволу). ВПЦ - по всей длине; Фильтр Ø101,6 мм²⁾ в инт. 1946,9 - 1982,0 м / 2280 - 4000 м (по вертикали / по стволу), не цементируется. Фильтровая часть в инт. 1953,6-1982,0 м / 2330,2 -3995 м (по вертикали / по стволу).</p> <p>Примечание: ¹⁾ – указана глубина вырезки окна в обсадной колонне. Глубина зарезки бокового ствола скважины может быть изменена с учетом результатов выполненного комплекса ГИС, уточненных данных по градиентам пластовых давлений и гидроразрыва пластов, фактически проведенных работ по извлечению части обсадной колонны диаметром 244,5 мм. ²⁾ – обсадные колонны и фильтр, спускаемые в скважину при реконструкции. ³⁾ – высота подъема цемента может быть изменена при выполнении проектных расчетов.</p>
30	Тип профиля скважин	Наклонно-направленный с горизонтальным окончанием.
31	Исходные данные для расчета траектории бокового ствола	Глубина вырезки окна – 625,4 м / 645 м (по вертикали / по стволу). Глубина зарезки бокового ствола скважины может быть изменена с учетом результатов выполненного комплекса ГИС, уточненных данных по градиентам пластовых давлений

	базовой скважины ПА-128	и гидроразрыва пластов, фактически проведенных работ по извлечению части обсадной колонны диаметром 244,5 мм; Максимальный зенитный угол – 90° ; Максимальная интенсивность изменения зенитного угла – 2,5°/30 м ; Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта – 1950 м ; Азимут бурения – 316,82° ; Точка «Т1» – глубина по вертикали 1949,5 м, координаты: X 672613,00; Y 5844219,81, зенитный угол 82°; Точка «Т2» – глубина по вертикали 1982,0 м, координаты: X 672198,02; Y 5844649,79, зенитный угол 90°; Точка «Т3» – глубина по вертикали 1982,0 м, координаты: X 671443,34; Y 5845454,00, зенитный угол 90°.
32	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного пласта от проектного положения (радиус круга допуска)	100 м - по наклонно-направленному стволу. 10 м - по горизонтальному стволу.
33	Номера слотов скважин	ПА-128 – слот СО-17. ПА-101 – слот СО-07 ПА-103 – слот СО-03. ПА-105 – слот СО-08. ПА-110 – слот СО-04.
34	Способ бурения	Роторное (силовой верхний привод) с применением роторно-управляемой системы.
35	Тип и диаметр применяемых долот	Долота PDC, диаметром 311,1 мм, 215,9 мм, 155,6 мм.
36	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.
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-203 (8"); НУБТ-171.45 (6 3/4") НУБТ-120,65 (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-СС-1. Плотность и параметры цементного раствора в соответствии с гидравлическим расчетом и градиентами пластового давления.
39	Тип бурового раствора по интервалам бурения	Параметры и тип бурового раствора определяются при разработке проектной документации.

40	Лифтовые (насосно-компрессорные) трубы	Диаметр 114,3 мм (4-1/2"). Технические параметры НКТ уточняются при разработке проектной документации.
41	Заканчивание скважины	Заканчивание скважины открытым стволом диаметром 6"-7.25" (152,4–184,2 мм) с последующей установкой сетчатых фильтров с диаметром основной трубы 4" (101,6 мм).
42	Тип буровой установки	Буровой комплекс морской стационарной платформы «Моликпак» (ПА-А).
43	Грузоподъемность буровой установки	454 т
44	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).
45	Тип фонтанной арматуры	FMC с рабочим давлением не менее 34,50 МПа (5000 psi).
46	Характеристика ПВО	Блок превенторов с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4"). В состав блока превенторов входят: - сдвоенный плашечный превентор с проходным диаметром 476,3 мм (18 3/4") с рабочим давлением не менее 5000 psi (34,50 МПа) – 1 шт.; - одиночный плашечный 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.
47	Источник водоснабжения	<i>Опреснительные установки платформы: вода для хозяйственно-питьевых нужд</i> (2 опреснителя, Q=50 м ³ /сут.; 2 насоса Q=23 м ³ /сут.) <i>и технических нужд</i> (2 опреснителя, Q=50 м ³ /сут.; 2 насоса Q=227 м ³ /сут.). <i>Блок производства гипохлорита и смешения с морской водой: морская заборная вода для технических нужд</i> (центробежные насосы – 6 шт., Q=456 м ³ /ч каждый; дожимные насосы – 2 шт., Q=275 м ³ /ч каждый).
48	Источник электроснабжения	В соответствии со спецификацией платформы ПА-А: - основное: 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.; - аварийное: дизель-генератор фирмы Caterpillar / Kato (GEN G5 – 830 кВт) – 1 шт.
49	Связь	Связь бригад с постами: система УВЧ радиосвязи - 15 приемопередатчиков (диапазон частот 450-470 МГц). Связь платформы с береговыми станциями связи: наземная станция спутниковой связи ИНМАРСАТ-В (параболическая антенна Ø91см, обтекатель Ø3,1м, линии речевой связи, факсимильной связи, телексной связи, низко- и высоко скоростных передач).

		<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, вибросита, управление устьевым оборудованием, офис БУ, модули подвыщечного основания, бур. раствора и сыпучих материалов): система внутренней связи буровой установки с громкоговорителями.</p> <p>Связь стол ротора, балкон верхового, вибросита, панель управления, офис БУ: замкнутая телевизионная система (3 видеокамеры, 2 видеомонитора, 1 блок дистанционного управления).</p>
50	Теплоснабжение	Система теплоснабжения платформы ПА-А.
51	Требования по механизации и автоматизации технологических процессов, а также наличие средств контроля за процессом бурения и диспетчеризации	<p>Предусмотреть удалённый мониторинг бурения:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Стандартный пакет услуг ГТИ; 2. Стандартный пакет услуг для контроля положения долота в пространстве MWD с высокой скоростью передачи данных; 3. Стандартный пакет услуг для выполнения каротажа во время бурения LWD (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.
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"> - 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. <p>Продолжительность вахты 28 дней.</p>
54	Размещение персонал	Численность персонала задействованного в реконструкции скважины 55 человек (основной и вспомогательный персонал).
55	Сведения о подъездных путях	Не содержит информации, расположение реконструируемых скважин – акватория Охотского моря.

56	Транспортировка грузов, оборудования и вахт	<p>1. Транспортировка грузов, материалов и оборудования осуществляется морским транспортом (судами снабжения) из порта г. Холмск, протяженность маршрута 1078 км.</p> <p>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).</p>
57	Объем подготовительных работ к реконструкции скважин	Выполнены.
58	Продолжительность реконструкции скважин	Выполнить расчет продолжительности реконструкции базовой скважины ПА-128.
59	Требования к подготовке проектной документации	<p>При разработке проектной документации учесть требования нормативных документов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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.
60	Состав проектной документации	<p>Разработать проектную документацию в составе:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Раздел 1 «Пояснительная записка»; 2. Раздел 6 «Технологические решения»; 3. Раздел 7 «Проект организации строительства»; 4. Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды»; 5. Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»;

		<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>Примечание: 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. 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. 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 реконструкции скважин по	ООО «Сахалинская Энергия» ведет работы по реконструкции скважин.
65	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»



«__» _____ 2023 г.

От ЗАКАЗЧИКА:

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



«__» _____ 2023 г.