ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

1704-000-ПЗ

Том 1

2026

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

СОГЛАСОВАНО:
Главный инженер
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»
_____ А.В. Палий
«____» _____ 2026 г.

СОГЛАСОВАНО:
Главный геолог
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»
_____ О.Н. Зощенко
«____» _____ 2026 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»
_____ С.Н. Бышов
«____» _____ 2026 г.

Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

1704-000-ПЗ

Том 1

Начальник управления инжиниринга бурения **М.Ф. Ахметов**

Главный инженер проекта **С.Г. Казаков**

2026

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
1704-000-ПЗ-С	Содержание тома 1	
1704-000-СП	Состав проектной документации	
1704-000-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1704-000-ПЗ-С		
Разраб.		Кормухин			09.09.26	Содержание тома 1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Поликашина			09.09.26		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	1704-000-ПЗ	Раздел 1 «Пояснительная записка»	
2	1704-000-ПЗУ	Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка»	
3	1704-000-КР	Раздел 4 «Конструктивные решения»	
4	1704-000-ТР	Раздел 6 «Технологические решения»	
5	1704-000-ПОС	Раздел 7 «Проект организации строительства»	
		Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды»	
6.1	1704-000-ООС1	Часть 1 «Пояснительная записка	
6.2	1704-000-ООС2	Часть 2 Приложения. Графическая часть	
6.3	1704-000-ООС3	Часть 3. Проект рекультивации земель	
6.4	1704-000-ООС4	Часть 4. Материалы по оценке воздействия проектируемых объектов на окружающую среду	
7	1704-000-ПБ	Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	
8	1704-000-ГОЧС	Раздел 13 «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций».	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1704-000-ПЗ		
Разраб.		Кормухин			09.09.26	Состав проектной документации	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Поликашина			09.09.26		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП		Казаков			09.09.26				

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник УИБ	_____	М.Ф. Ахметов
Заместитель начальника УИБ	_____	Д.В. Щербаков
Главный инженер проектов УИБ	_____	С.Г. Казаков
Ведущий инженер УИБ	_____	О.В. Кормухин
Нормоконтролер	_____	Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ....3

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И УСЛОВИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ....3

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ПРОЕКТНЫМ РЕШЕНИЯМ....5

3.1 Функциональное назначение объекта капитального строительства....5
3.2 Состав и характеристика производства....5
3.3 Номенклатура выпускаемой продукции (работ, услуг)....6
3.4 Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии....7
3.4.1 Потребность в топливе и горюче-смазочных материала....8
3.4.2 Потребность в воде....9
3.4.3 Энергоснабжение и связь....12
3.5 Данные о проектной мощности объекта капитального строительства....12
3.6 Сведения о земельных участках....15
3.6.1 Сведения о категории земель....15
3.7 Технико-технологические показатели....15
3.8 Данные о компьютерных программах, которые использовались при расчетах конструктивных элементов....16

4 ЗАВЕРЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ....16

Приложение А Задание на проектирование....А–1
Приложение Б Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ....Б-1
Приложение В Лицензия на пользование недрами....В-1
Приложение Г. Акт выбора земельных участков....Г-1
Приложение Д. Протокол заседания Северо – Западной секции ЦКР Роснедра по УВС....Д-1
Приложение Е. Отчетная документация по результатам инженерных изысканий....Е-1
Приложение Ж Справки ООПТ, КОТР и водно-болотные угодья....Ж-1

1 Основание для разработки проектной документации

Основание для разработки проектной документации представлено в таблице (**Таблица 1**).

Таблица 1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

Название документа
1. ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3
2. Дополнение к технологическому проекту разработки Сихорейского нефтяного месторождения, протокол ЦКР Роснедр по УВС №910 от 07.08.2024
3. Лицензия НРМ №00691 НР от 08.09.2008 г. выдана ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» на срок до 10.06.2033 г.

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Исходными данными и условиями для подготовки проектной документации на Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3 являются:

– Задание на проектирование «Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3» (приложение А);

– Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ (приложение Б);

– Лицензия на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах участка «ЦХП блок 4»: НРМ № 00691 НР от 08.09.2008 г. по 10.06.2033 г. (приложение В);

– Акт выбора земельных участков (приложение Г);

– Протокол заседания Северо – Западной секции ЦКР Роснедра по УВС (приложение Д);

– Отчетная документация по результатам инженерных изысканий (приложение Е);

– Справки ООПТ, КОТР и водно-болотные угодья (приложение Ж);

В ходе проектирования соблюдены требования экологических, противопожарных и других норм, правил, стандартов, действующих на территории РФ, исходных данных, технических условий, выданных органами государственного надзора и заинтересованными организациями, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектом.

АО «Гипровостокнефть» имеет свидетельство НП «Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли» № 0002-2012-6315200011-07 от 07.12.2012 Свидетельство НП «Центризыскания» № 0709.05-2009-6315200011-И-003 от 13.03.2013 года о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

При выполнении проекта в качестве основных нормативно-правовых, инструктивно-методических и нормативно-технических документов были использованы следующие материалы:

– Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" N116-ФЗ

– Федеральный закон "О недрах" N 27-ФЗ

– Федеральный закон "Об охране окружающей среды" N 7-ФЗ

– Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" N 96-ФЗ

– Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" N 52-ФЗ

– Федеральный закон "Об особо охраняемых природных территориях" N 33-ФЗ

– ГОСТ 16293-89 (СТ. СЭВ 2446-88). Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры. М., "Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам", 1990 г;

– ГОСТ 34532-2019 Цементы тампонажные. Методы испытаний. 2019 г.

– ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия. 2019 г.

– ГОСТ 13846-89. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. 1989 г.

– ГОСТ 13862-90 (СТСЭВ 6913-89, СТСЭВ 6914-89, СТСЭВ 6916-89, СТСЭВ 6149-87). Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции;

– ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия. 1983 г.

– ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. 1983 г.

– ГОСТ 32696-2014 Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия, 2016 г.

– Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения ПСД на строительство скважин на нефть и газ. (ВСН 39-86);

– Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. (РД 39-0148052-537-87);

– Рекомендации Ассоциации буровых подрядчиков по разработке ПСД на строительство скважин, согласованные Госгортехнадзором России 14.12.99 г., П. №1003/797;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в ред. Приказа Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года N 534 (с изменениями на 31 января 2023 года);

– СП 48.13330.2019 «Организация строительства». СНиП 12-01-2004 Актуализированная редакция.

3 Общие сведения по проектным решениям

3.1 Функциональное назначение объекта капитального строительства

Назначение объекта проектирования – Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3. Цель бурения - эксплуатация продуктивных пластов верхнего девона D_3fm-III, D_3fm-IV. Тип профиля – тангенциальный. Проектная глубина по вертикали – 3190 м, по стволу – 4244м.

3.2 Состав и характеристика производства

Намечаемая деятельность включает в себя следующие этапы:

– подготовительные работы к бурению скважины;
– бурение скважины;
– крепление скважины;
– испытание (освоение) первого объекта.

Строительство проектируемых скважин разработано на основе анализа литологических особенностей горных пород, совмещенного графика давлений, ожидаемых осложнений при бурении скважины, с учетом технологических регламентов, практического опыта бурения скважин в сходных геологических условиях, материально-технических и экономических ограничений, выявленных при согласовании и утверждении проектного задания на разработку рабочего проекта на строительство скважин, с учетом требований по охране недр и окружающей среды, а также с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534.

Технологические решения представлены в разделе 6 «Технологические решения».

Принятые в проекте технические решения соответствуют требованиям правил и норм по взрывопожарной, экологической, санитарно-гигиенической безопасности действующих в Российской Федерации и обеспечивают безопасную для жизнедеятельности человека эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных в проекте, и требований норм техники безопасности.

Проектной документацией предусмотрены необходимые мероприятия по минимизации вреда окружающей среде, возникающего при строительстве нефтяных эксплуатационных скважин на месторождении. В ходе проектирования учтены нормативные показатели допустимой нагрузки на окружающую среду, вызванной воздействием строительства скважин, например, на атмосферный воздух, почву, население и другие экологически чувствительные элементы окружающей среды. Проектной документацией предусмотрены меры по охране окружающей среды, восстановлению природной среды, рекультивации земель, благоустройству территорий в соответствии с законодательством Российской Федерации. Все необходимые природоохранные мероприятия приведены в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

В проекте решены вопросы рационального размещения бурового и вспомогательного оборудования при строительстве скважины с учетом взрывопожарной безопасности, технологической взаимосвязи объектов, транспортных связей, экономии затрат на строительство.

Применяемые при строительстве скважины оборудование, технические устройства и материалы должны поступать на площадку строительства с необходимыми сертификатами и разрешениями Ростехнадзора.

3.3 Номенклатура выпускаемой продукции (работ, услуг)

Скважины №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3, проектируются с целью эксплуатации продуктивных пластов верхнего девона. Проектные горизонты – Фаменский ярус, D_3fm-III, D_3fm-IV.

Нефтеносность продуктивных пластов представлена в таблице **2**

Таблица 2 - Нефтеносность перспективных пластов

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3		Давление начальное, МПа	Подвижность, мкм^2/мПа·с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м3/сут	Параметры растворенного газа				
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации						Газовый фактор, м^3/т	Содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Давление насыщения в Пластовых условиях, МПа
C_1ok	2883	2911	трещ.-пор	815,0	886,0	30,6	0,078	0,94	5,22	н.д.	н.д.	Отс	н.д.	0,6	9,6
D_3 fm-IV	3063	3100	трещ.-пор	835,0	920,0	32,5	0,065	2,57	8,87	7,98	24,55	<0,1	н.д.	1,142	14,4
D_3 fm-III	3100	3123	трещ.-пор	835,0	920,0	32,9	0,065	2,57	8,87	67	60,40	<0,1	н.д.	1,142	14,4

3.4 Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии

Сырьевая база скважины - база Подрядчика, осуществляющего строительство скважины. Все необходимые материалы и оборудование для строительства скважины завезены на площадку строительства заблаговременно. Источник и характеристики водо- и электроснабжения, связи и местных стройматериалов представлены в таблице (**Таблица 3**).

Таблица 3 - Источник и характеристики водо- и электроснабжения, связи и местных стройматериалов

Название	**Источники заданного вида снабжения**	**Расстояние источника до буровой, км**	**Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов**
Водоснабжение:			
• для бурения	Озеро б/н	0,23	Тип труб – сварные водопроводные Диаметр труб, мм - 100 Давление, кгс/см2 - 16
• питьевая вода для бытовых нужд	Привозная (из г. Усинск)	355	Бутилированная
Энергоснабжение:			
• на период СМР	ДВС АСДА-200Т – 1 шт.	На кустовой площадке	ДВС АСДА-200Т – 1 шт.
• на период бурения	ДВС CAT C-18 – 2 шт. – лебёдка ДВС CAT C-15 - 2 шт. (1 шт. – ВСП, 1 шт. – энергия буровой и городка) ДВС CAT 3512 – 2 шт. (насосы)	На кустовой площадке	CAT C-18 – 2 шт. CAT C-15 – 2 шт. CAT 3512 – 2 шт.
• на период освоения	Дизель-генераторная станция – 2 компл.	На кустовой площадке	ЯМЗ-238ДИ – 1 шт. ДВС АСДА-200Т – 1 шт.
Теплоснабжение:			
• на период СМР;	ППУ (передвижная паротепловая установка	На кустовой площадке	Производительность ППУ не менее 1 т пара/ч
• на период бурения	Котельная на жидком топливе, количество котлов -2	На кустовой площадке	ПКН-2С производительность - не менее 1 т пара/ч
• на период освоения	ППУ (передвижная паротепловая установка	На кустовой площадке	Производительность ППУ не менее 1 т пара/ч

3.4.1 Потребность в топливе и горюче-смазочных материала

Бурение эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3.

Предусматривается буровой установкой ZJ-40, освоение УПА 60/80 на дизельном топливе.

Теплоснабжение буровой при подготовительных работах к бурению, и освоении производится с помощью парогенератора ЭПГМ-250х2-20 на жидком топливе. Потребность в горюче-смазочных материалах представлена в таблице (Таблица 4).

Таблица 4 - Потребность в горюче-смазочных материалах

Потребность в ГСМ для ДВС, т							**Потребность в ГСМ (нефть) для котельной установки, т**
Этапы строительства скважины	**Кол-во**	**Загрузка ДЭС, %**	**Кол-во часов**	**всего**	**в том числе**		
					топлива	**масла**	
Монтажно-демонтажные работы				**17,54**	**16,99**	**0,546**	
ДВС АСДА-200Т	1	50%	600	16,91	16,38	0,527	
ППУА 1600/100	1	25%	75	0,63	0,61	0,020	
При подготовительных работах к бурению, бурении и креплении				**170,58**	**165,27**	**5,312**	**65,51**
CATERPILLAR 3512 (F1300)	2	20%	524	54,14	52,45	1,686	
CATERPILLAR C-18 (ZJ30 / ZJ40)	2	28%	983	69,01	66,86	2,149	
CATERPILLAR C-15 (ВСП)	1	18%	983	17,15	16,62	0,534	
CATERPILLAR C-15 (оборудование)	1	30%	1092	30,27	29,33	0,943	
При освоении				**28,22**	**27,34**	**0,879**	
ЯМЗ-238ДИ (АД-160)	1	30%	840	10,77	10,43	0,335	
ДВС АСДА-200Т	1	35%	840	16,57	16,05	0,516	
ППУА 1600/100	1	25%	105	0,88	0,85	0,027	
Итого				**216,33**	**209,59**	**6,737**	**65,51**

3.4.2 Потребность в воде

Для строительства эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3 вода потребуется на следующие нужды:

– производственные нужды строительства скважин (приготовление бурового и цементного растворов, обмыв бурового инструмента и охлаждение машин и механизмов, котельная и т.п.);

– хозяйственно-питьевые и бытовые нужды обслуживающего персонала буровой установки (душ, умывальник, приготовление пищи и др.);

– нужды пожаротушения.

Обеспечение хозяйственно-питьевых нужд обслуживающего персонала, занятого в период строительства скважины, будет осуществляться привозной водой питьевого качества. Качество питьевой воды соответствует СанПиН 2.1.4.1116-02 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества», ГОСТ Р 51232-98.

Доставка воды осуществляется передвижными средствами и хранится на территории жилого городка на расстоянии не менее 50 м от вышечно-лебедочного блока буровой установки, склада ГСМ и котельной установки.

Обеспечение строительства эксплуатационных скважин Сихорейского месторождения технической водой осуществляется из поверхностного водного объекта озеро без названия.

Подача воды к агрегатам и механизмам производится из накопительной емкости (50 м^3) по водопроводу, проложенному по территории буровой из отработанных труб диаметром 108 мм, протяженностью 0,2 км. Подача воды к агрегатам и механизмам производится из накопительной емкости (50 м^3) по водопроводу, проложенному по территории буровой из отработанных труб диаметром 108 мм, протяженностью 0,2 км. Расход технической воды на период строительства скважины представлен в таблице (Таблица 5). Расход технической воды на хозяйственно-питьевые нужды представлен в таблице (Таблица 6).

Таблица 5 - Расход технической воды на период строительства скважины

Название технологического процесса	Норма расхода, $м^3$/сут	Потребность технической воды при бурении под обсадные колонны, $м^3$			
		Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Эксплуатационный хвостовик	На скважину
Количество суток		**2,6**	**16,6**	**26,3**	**45,5**
На приготовление буровых растворов, м3		129,7	286,5	207,2	623,3
На цементирование и УЦМ, $м^3$		18,5	54,2	41,50	114,2
На технологические нужды		47,2	136,0	90,6	273,8
Котельная, м3/сут	27,6	70,7	458,2	726,8	1255,7
Заполнение скважины при освоении, м3				47,1	47,1
Испытания		Вид испытания		Количество суток	
	20	Освоение объектов		35,0	700,0
Итого на скважину					3014,1
Расчетная средняя потребность в технической воде, м3/сут		103,89	56,32	40,48	37,4

Таблица 6 - Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды

Вид операции	Хозяйственно-питьевые нужды площадки буровой	Душ	Столовая	Не учтённые	Итого
Монтаж	3,42	51,30			
Бурение скважины	139,76	2 096,45	978,34		
Повторный монтаж	13,44	201,60	94,08		
Демонтаж БУ	2,28	34,20			
Монтаж УПА 60	0,67	10,08			
Освоение	22,18	332,64			
Демонтаж УПА 60	0,67	10,08			
Потребность в воде	182,42	2 736,35	1 072,42	498,90	4 490,1

3.4.3 Энергоснабжение и связь

Бурение скважин Сихорейского месторождения предусматривается мобильной буровой установкой ZJ-40 на дизельном приводе.

Основным источником электроснабжения при ВМР и испытании является 1 энергоблок «ДВС АСДА-200Т» мощностью 200 кВт и входным напряжение 200 кВт.

Основное буровое оборудование (буровая лебедка и ротор) имеет дизельный привод «CATERPILLAR C-18» 2шт. от МБУ ZJ-40 с номинальной мощностью 508 кВт.

В качестве привода 2-х буровых насосов используются ДВС «CATERPILLAR C-3512» с номинальной мощностью 1020 кВт.

ВСП приводится от силового двигателя «Caterpillar C-15» (1 шт.), мощностью 400 кВт.

Для обеспечения оборудование городка и оборудования системы очистки используется «Caterpillar C-15» (1 шт.), мощностью 400 кВт.

Данные энергоблоки находятся на отдельно выделенной площадке, на расстоянии более 50 м от вышечно-лебедочного блока буровой установки и обеспечивают электроэнергией основное и вспомогательное оборудование буровой установки, а также освещение буровой площадки и нужд комплекса административно-бытовых помещений. Электрооборудование на буровой и в комплексе административно-бытовых помещений рассчитано на использование напряжения 400 В, для обеспечения такого напряжения на площадке стоит понижающий трансформатор.

Категория надежности электроснабжения по ПУЭ, п. 1.2.18 – 2.

Дизтопливо для работы дизелей находится на складе ГСМ.

Освещение площадки строительства (буровой) осуществляется консольными светильниками на металлических световых опорах (7 шт.) с использованием газоразрядных источников света типа ДРЛ, ДРИ мощностью 0,25 кВт. Светильники расположены:

- в жилом городке - 3 шт.;
- у вышечно-лебедочного блока – 1 шт.;
- у склада ГСМ – 1 шт.;
- на площадке для спец. техники – 1 шт.;
- у блока приготовления раствора – 1 шт.

Электрическая разводка к электродвигателям вспомогательных механизмов буровой установки выполнена заводом - изготовителем с соблюдением всех требований «Правил устройства электроустановок». Подключения вспомогательных механизмов при монтаже буровой установки выполняются монтажной бригадой по электрическим схемам буровой установки ZJ-40, предоставляемым заводом - изготовителем.

Связь осуществляется с помощью телефона, интернета, спутниковой связи.

3.5 Данные о проектной мощности объекта капитального строительства

В данной проектной документации предусмотрено строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3, с целью эксплуатации продуктивных пластов верхнего девона. Проектные горизонты – D_3fm-III, D_3fm-IV.

Под строительство проектируемой скважины отводится специально обустроенная площадка. Бурение скважины предусматривается буровой установкой ZJ-40 на дизель-электрическом приводе. Размеры площадки приняты в соответствии со сборником норм отвода земель СН 459-74 и расчетами проектировщика и составляют 7,00 га.

Кустовая площадка расположена вблизи промысловых автодорог. На площадке имеются скважины с обустроенным сборным коллектором и линиями электропередач. Подъезд к кустовой площадке имеется круглогодичный.

Ситуационный план и схема расположения кустовой площадки приведён на чертежах 1704-000-ПЗУ-0001 Том 2 Раздел 2 "Схема планировочной организации земельного участка".

Строительство скважины подразделяется на два этапа - подготовительный и основной.

Подготовительный этап включает в себя:

– подготовительные работы к строительству скважины;
– строительно-монтажные работы продолжительностью
  а) при первичном монтаже – 15 сут;
  б) при передвижке – 5 сут.;

Основной этап состоит из следующих работ:

– бурение и крепление скважины продолжительностью – 45,5 сут.;
– сдвижка или демонтаж буровой установки -5 сут;
– монтаж установки для освоения – 1 сут.;
– испытание (освоение) в эксплуатационной колонне – 33,0 сут.
– демонтаж установки освоения – 1 сут.

Цикл строительно-монтажных работ включает в себя следующие виды работ:

– **Подготовительные работы к монтажу бурового оборудования**:
  а) планировка буровой площадки:
    1) земляные работы по подготовке площадки под буровую установку, в соответствии с типовой схемой расположения блоков буровой установки и вспомогательных объектов буровой;
    2) планировка площадки на горизонтальность для установки оборудования и разметка оси вышки с помощью нивелира при этом перепад высот под опорами оснований на подготовленной площадке не должен превышать 10 мм;
    3) устройство в теле насыпи буровой площадки временного шламонакопителя для сбора бурового шлама. Дно и стенки шламонакопителя гидроизолируются. Проектом предусмотрен также сбор в шламонакопитель и талых (дождевых) сточных вод с территории буровой площадки;
    4) устройство обвалования буровой площадки и площадки у выкида превентора высотой 1 м, площадки склада ГСМ и временного шламонакопителя высотой 0,5 м;
  б) транспортировка и складирование оборудования;
  в) сооружение туалета - надворного (ВСН 42-89);
  г) подготовка площадки для контейнеров под твердые бытовые отходы

– **Транспортирование блоков оборудования и материалов на подготовленную рабочую площадку строительства буровой. Эта группа работ включает:**
  а) контроль за техническим состоянием блоков, узлов оборудования и транспортных средств во время их маневрирования в процессе движения по трассе вплоть до месторасположения площадки строительства буровой;
  б) размещение доставленных блоков, узлов оборудования и материалов на подготовленной рабочей площадке в рациональном порядке, обеспечивающем удобство монтажа буровой установки и возведения привышечных сооружений;

– **Монтаж блоков и оборудования, обкатка машин, механизмов и сдача буровой установки. Эта группа работ включает:**
  а) устройство фундаментов;
  б) монтаж бурового оборудования, расположение и обвязка блоков выполняются в соответствии с кинематической схемой буровой установки, технической документацией завода-изготовителя, с привязкой к заданному центру скважины;

в) сборка или установка вышки;

г) монтаж коммуникаций:

1) паропровода;

2) воздуховода;

3) топливопровода;

4) водопровод;

5) нефтепровод;

6) пожарный водопровод

7) монтаж силовых и осветительных электролиний - высоковольтной ЛЭП 6,0 кВ, протяженностью 100 м по территории буровой;

д) опрессовка нагнетательных линий;

е) монтаж энергоблоков;

ж) обустройство комплекса административно-бытовых помещений;

з) монтаж водонасосной на один центробежный насос у котлована для обеспечения повторного водоснабжения;

и) монтаж водозаборного оборудования – мобильный насосный агрегат, водоприемник с всасывающим патрубком, сборно-разборные трубы диаметром 100 мм, емкость для воды объемом 50 м^3;

к) строительство склада ГСМ;

л) монтаж блока дополнительных емкостей (БДЕ) для временного хранения бурового раствора и воды 1 шт. объемом 40 м3;

м) монтаж блока емкостей для шлама 3 шт. по 4 м3;

н) монтаж емкости для пластового флюида при испытании (освоении) скважины;

о) строительство склада для хранения химических реагентов;

п) сдача буровой, а также устранение отдельных недоделок в соответствии с предписаниями приемной комиссии.

До начала работ на объекте вышкомонтажной бригаде выдается заказ-наряд на производство работ по демонтажу, транспортировке и монтаже буровой. В этом документе все работы расписаны в последовательности, соответствующей типовой схеме строительства вышки, привышечных сооружений и монтажа бурового оборудования, при этом нормирование вышкомонтажных работ в большинстве случаев осуществляется на основе региональных укрупненных норм времени.

Предусмотрен вахтовый метод работ, сменность вахт через 14 сут. Работа на скважине предусмотрена:

– при вышкомонтажных работах – 1 смена (продолжительность работы смены – 11 часов);

– при бурении – 2 смены (продолжительность работы смены – 12 часов);

– при освоении – 2 смены (продолжительность работы смены – 12 часов).

Максимальное количество работающих составляет:

– при вышкомонтажных работах – 19 человек;

– при бурении и креплении – 32 человека;

– при освоении – 7 человек.

Перечень профессий и квалификационный состав обслуживающего персонала принят в соответствии с ОК 016-94 «Общероссийской классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов».

Нормативный численный и квалификационный состав вышкомонтажной бригады, буровой бригады, бригады по испытанию скважин приняты в соответствии с ОК 016-94 «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов», «Единые нормы времени» (ОАО «ВНИИОЭНГ», Москва 2001 г.).

3.6 Сведения о земельных участках

В данной проектной документации предусмотрено строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3 с целью добычи нефти.

Кустовая площадка № 1 находится в границах Сихорейского месторождения, ЦХП блок №3.

Проект реализуется по лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах участка «ЦХП блок 4»: НРМ № 00691 НР от 08.09.2008 г. по 10.06.2033 г.

Площади занимаемых земель под кустовую площадку скважин приведены в таблице 7. После бурения территория, занимаемая буровой установкой, используется заказчиком по своему усмотрению.

Таблица 7 – Площадь занимаемых земель под кустовую площадку

Наименование проектируемого сооружения	Номер кадастрового участка	Назначение отводимого земельного участка	Размер, га
Кустовая площадка №1	83:00:080001:2442	Обустройство Сихорейского месторождения. Под куст скважин №1. 05-04/3 от 27.01.2016	0,67
	83:00:070003:186	Обустройство Сихорейского месторождения. Под куст скважин №1. 124 от 19.02.2015	5,68
	83:00:070003:3923	Обустройство Сихорейского месторождения. Под куст скважин №1. 05-04/20 от 26.10.2015	0,65
Примечание – Все проектируемые объекты вмещаются в границы отведённых кадастровых участков.			

3.6.1 Сведения о категории земель

Согласно схеме расположения, земельный участок под строительство скважин Сихорейского нефтяного месторождения находится на территории Архангельской области, муниципальный район «Заполярный район»,

Площадка не попадает в зоны запретных и особо-охраняемых территорий.

План организации рельефа площадки проектных скважин находится в разделе 2 «Схема планировочной организации земельного участка» 1704-000-ПЗУ, Том 2.

3.7 Технико-технологические показатели

Основные технико-технологические показатели проектируемого объекта представлены в таблице (**Таблица 8**)

Таблица 8 - Основные технико-технологические показатели

Наименование данных	Значение (величина)
1. Номер района строительства скважин (или морской район)	3Г, РФ, Архангельская обл., Ненецкий АО
2. Месторождение	Сихорейское
3. Цель бурения	Эксплуатация продуктивных пластов верхнего девона D_3fm-IIIa, D_3fm-IV
4. Назначение скважины	Эксплуатационные (добыча нефти)
5. Куст, номера скважин, строящихся по данному проекту	Куст 1: скв. №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123
6. Проектный пласт	Фаменский ярус, D_3fm-III, D_3fm-IV
7. Проектная глубина, м	
- по вертикали	3190

Наименование данных	Значение (величина)
- по стволу	4244
8. Число объектов испытания	
- в колонне	1 – D_3fm-III, 2 – D_3fm-IV
- в открытом стволе	1 – C_1ok, 2 – D_3fm-IV
9. Тип профиля	тангенциальный
10. Максимальная пространственная интенсивность траектории, град./10м	1,0
11. Глубина по вертикали кровли продуктивного пласта, м	3100 (D_3fm-III)
12. Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	2190
13. Радиус круга допуска, м	25
14. Способ бурения	Турбинно-роторный
15. Вид привода буровой установки	ДГУ
16. Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
17. Тип буровой установки	ZJ-40
18. Максимальная масса колонны, т	
- обсадной	86,1
- бурильной	96,0
19. Тип установки для испытаний	УПА-60/80
20. Продолжительность строительства в сутках всего	
- Монтаж БУ	15,0
- бурение скважины	45,5
- Демонтаж БУ	10,0
- передвижка	5,0
- Монтаж УПА 60/80	1,0
- освоение и испытание скважины	33,0
- Демонтаж УПА 60/80	1,0
21. Проектная коммерческая скорость с геол. нагрузкой (м/ст.-мес.)	2800

Примечания

1. Возможно применение другой буровой установки грузоподъемностью не менее 200 т. Расчет грузоподъемности БУ выполнен в главе 12 «Строительные и монтажные работы»;
2. Возможно применение другой установки для испытаний грузоподъемностью не менее 60 т.

3.8 Данные о компьютерных программах, которые использовались при расчетах конструктивных элементов

При разработке проектной документации использовалась компьютерная программа ПК «Инженерные расчеты строительства скважин», разработанная ООО «Бурсофтпрект».

4 Заверение проектной организации

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, с соблюдением действующих норм и правил, соответствует нормам и правилам взрыво- и пожаробезопасности и обеспечивает безопасную эксплуатацию объектов капитального строительства (скважин).

Приложение А

Задание на проектирование

Приложение № 1
к Договору № 1704//9/24/11

Задание на проектирование

"Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3"

Техническая часть задания

Таблица 1.1

Основные проектные данные

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 25 из 416

Наименование	Значение
1	2
1. Номер района строительства скважины (или морской район)	ЗГ, РФ, Архангельская обл., Ненецкий АО (за полярным кругом)
2. Номера скважин, строящихся по данному проекту	Скв. №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 3221, 32122, 32123
3. Площадь месторождение	Сихорейское (ЦХП блок №3)
4. Расположение (суша, море)	Суша
5. Цель бурения	Эксплуатация продуктивных пластов верхнего девона D3fm IV, D3fm III
6. Назначение скважины	Эксплуатационные Наклонно-направленные: №№
7. Проектный горизонт	Фаменский ярус, пласт D_3fm III, D_3fm IV
• по вертикали	3190 м
• по стволу	(уточняется при проектировании)
9. Число объектов испытания	
• в колонне	1 - D_3fm IV; 2 - D_3fm III
• в открытом стволе	1 – C_1ok; 2 - D_3fm IV
10. Вид скважин (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Наклонно-направленные
11. Тип профиля	Уточняется при проектировании
12. Азимут бурения	Согласно утвержденной раскустовке скважин
13. Максимальный зенитный угол, град	Уточняется при проектировании
14. Максимальная интенсивность изменения пространственного угла, град./10м	2
14.1 Максимальная интенсивность изменения зенитного угла на интервале его увеличения, град./10м	1
15. Глубина по вертикали кровли продуктивного пласта, м	D_3fm IV: 3080 D_3fm III: 3125
16. Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного пласта, м	D_3fm III: 2300
17. Дополнительное отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	25
18. Категория скважины	Третья
19. Способ бурения	Турбинно-роторный
20. Вид привода	Дизельный
21. Вид монтажа	Первичный, передвижка
22. Тип буровой установки	БУ 5000/335 ДЭК - БМ
23. Объем отсыпки под фундамент буровой и др. (определяются на основании данных инженерных изысканий)	Объем отсыпки уточняется при проектировании. Высота отсыпки: 1,5-2,5 м
24. Тип фундамента	На основании проведенных расчетов нагрузки на отсыпку
25. Расчетное сопротивление грунта основания Ro, кПа	По данным инженерно-геологических изысканий
26. Наличие дополнительного оборудования	Верхний силовой привод
27. Максимальная масса колонны, т	Определяется проектировщиком

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 26 из 416

Наименование	Значение
1	2
• обсадной	
• бурильной	
• суммарная (при спуске секциями)	
28. Тип установки для испытания (освоения)	УПА-60
29. Способ освоения скважин	перевод на жидкость глушения, перфорация, СКВ, поинтервальные СКО, вызов притока снижением уровня (свабирование или компрессирование)
30. Специальные жидкости и добавки, применяемые для:	
• глушения скважины	Раствор $CaCl_2$ (пластовая вода)
• перфорации обсадной колонны	Раствор $CaCl_2$ (пластовая вода)
• интенсификации притока	Композиционный состав: соляная кислота +уксусная кислота + нефтенол
31. Тип, марка оборудования для освоения	НКТ 73х5,5, двухпакерные компоновки
32. Колонная головка	ОКК2-21 - 168×245×324 УХЛ К1
33. Устьевая арматура	АФК2Э-65х21 ХЛ К1
34. Противовыбросовое оборудование на период бурения (тип схемы)	ОП5-280/80×21К1
35. Противовыбросовое оборудование на период испытания (тип схемы)	ОП1-180/65 ×21К1
36. Наличие станции ГТИ	Да
37. Продолжительность цикла строительства скважин, в т.ч.:	Определяется проектировщиком
• строительно-монтажные работы	
• подготовительные работы к бурению	
• бурение и крепление	
• испытание (всего), т.ч.:	
• в открытом стволе	
• в эксплуатационной колонне	
38. Консервация, ликвидация скважины	Предусмотреть в составе проекта
39. Проектная скорость бурения, м/ст.-месяц	Определяется проектировщиком

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Виды отходов бурения и технологических жидкостей	***Отходы бурения*** - буровой шлам, шлам после осветления бурового раствора. ***Технологические жидкости*** - буровой раствор, фугат, буровые сточные воды, тампонажно-буферные смеси. 1. ***Буровой шлам (БШ)*** - обезвоженная выбуренная порода, вынесенная на поверхность и удаленная из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами. 2. ***Отработанный буровой раствор (ОБР)*** - буровой раствор, дальнейшее использование которого в производственном процессе технически и экономически нецелесообразно. 3. ***Буровые сточные воды (БСВ)*** - воды, содержащие компоненты бурового раствора, образующиеся при эксплуатации бурового оборудования; 4. ***Тампонажно-буферные смеси (ТБС)*** - жидкости, образующиеся при производстве работ по креплению обсадной колоны. 5. ***Фугат*** – техническая вода после осветления отработанного бурового раствора.
Право собственности	В ходе проведения работ по строительству скважин, образованные технологические жидкости являются собственностью Подрядчика по бурению скважин в соответствии с законодательными требованиями.
Схема обращения с отходами бурения и технологическими жидкостями	Отработанный буровой раствор, буровой шлам, буровые сточные воды, тампонажно-буферные смеси представляют из себя основной потенциальный источник загрязнения природной среды при строительстве скважин требуют очистки и утилизации. ***Буровой раствор (на водной основе) и буровые сточные воды.***

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 27 из 416

	После смены вида бурового раствора на разных интервалах бурения скважин образуется ОБР. Осветление ОБР осуществляется подрядной организацией по бурению скважин на блоке коагуляции и флокуляции. Жидкая фаза бурового раствора после центрифуги подается в специальную емкость блока коагуляции-флокуляции, откуда может либо перекачиваться в активную емкость системы очистки, либо подвергаться дальнейшей очистке с помощью того же блока коагуляции-флокуляции и центрифуги. После достижения соответствующей очистки (осветления) жидкая фаза расходуется на технологические нужды (для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора и т.д.). ***Фугат.*** После осветления раствора, фугат (осветленная часть) повторно используется подрядной организацией по бурению для приготовления нового бурового раствора для бурения последующих интервалов скважин. ***Буровой шлам и тампонажно-буферные смеси.*** Буровой шлам образующий при бурении скважин, а также шлам после осветления отработанного бурового раствора, тампонажно-буферные смеси складируются на временной площадке по утилизации отходов бурения. Заказчик с привлечением подрядной организации осуществляет утилизацию отходов бурения с получением техногенного грунта, соответствующего требованиям технической документации (ТУ или действующих Национальных стандартов, ГОСТов) Подрядной организации на получаемую продукцию.
Способ утилизации отходов бурения:	Применяется безамбарная технология обращения с отходами - утилизация на временной площадке или в предназначенных для этой цели сооружениях.
Технология утилизации отходов бурения:	Утилизация отходов бурения проводится в соответствии с технологией, имеющей положительное заключение Государственной экологической экспертизы, при наличии действующей лицензии на деятельность по обращению с отходами, с использованием своих материалов, оборудования, техники и трудовых ресурсов. Заключение государственной экологической экспертизы должно предусматривать возможность использование полученного в результате утилизации отходов бурения продукта для проведения рекультивационных или строительных работ. После завершения бурения последней скважины отходы бурения должны быть утилизированы в полном объеме до ввода объекта капитального строительства в эксплуатацию в установленном градостроительным законодательством порядке, но не более чем через 11 месяцев. Учитывая непрерывность процесса бурения скважин дата начала накопления отходов бурения (11 мес.) исчисления с даты окончания строительства последней скважины на кустовой площадке.
Площадка по утилизации отходов бурения	При безамбарном бурении предусмотреть накопление отходов на площадке временного накопления отходов с последующим вывозом отходов бурения с объектов строительства скважин на полигон размещения и обезвреживания отходов Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения им. А. Сливки (далее – полигон) или других действующих временных накопителей кустовых площадок промысла. Площадка размещения спецтехники по утилизации отходов бурения, складирования строительных материалов на территории кустовой площадки и полигона Северо-Хоседаюского м/р. Площадка представляет собой временное сооружение для утилизации отходов бурения и дальнейшего применения полученного строительного материала. Обустройство площадки выполняется в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды и законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения.
Требования к продукту утилизации отходов бурения	В результате утилизации отходов бурения должно быть обеспечено достижение норматива качества установленных проектной документацией, технической документацией (ТУ, или действующих Национальных стандартов, ГОСТов) Подрядной организации на получаемую продукцию. Пробы испытываются в соответствии с заключением государственной

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 28 из 416

	экологической экспертизы. Испытания должны производиться в аккредитованных независимых лабораториях. Подрядчик по утилизации обеспечивает выполнение химико-аналитического контроля проб для подтверждения соответствия полученной документации требованиям технической документацией (ТУ, или действующих Национальных стандартов, ГОСТов) на получаемую продукцию.
Дополнительные условия	Расчёт образования отходов бурения при строительстве каждой скважины с учётом конструкции по предоставляется установленной форме (Приложение) по согласованию со службой охраны окружающей среды. Расчет образования отходов бурения выполнить с учетом работы БФК (из 100 м³ раствора, сколько получается твердой, а сколько жидкой фазы). Плотность отходов принять согласно данных Заказчика. Учитывая конструктивную особенность накопителей, непрерывность процесса бурения определение фактических объемов образования отходов бурения осуществляется посредством проведения маркшейдерской съёмки с применением технических средств измерений после завершения строительства последней скважины на кустовой площадке.
Рекультивация нарушенных земель	Раздел «Рекультивация нарушенных земель» должен включать применение продукта утилизации отходов бурения при технической рекультивации временного накопителя отходов бурения (в случае накопительной схемы бурения).
Водопотребление	Обеспечение процесса строительства скважины технической водой осуществляется из поверхностного водного объекта, в соответствии с договором, заключаемым буровым подрядчиком с Департаментом ПР и АПК НАО
Водоотведение	Хозяйственно-бытовые сточные воды от бытовых помещений жилого городка по замкнутой системе собираются в гидроизолированные подземные емкости и по мере накопления или после окончания строительства, вывозятся спецавтотранспортом на ближайшие очистные сооружения бытовых стоков, в соответствии с договором, заключаемым буровым подрядчиком с ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» или на собственные локальные очистные сооружения.
Обращение с отходами	Буровой подрядчик за свой счет обязан организовать сбор отходов в соответствии с классом опасности и свойствами отходов, безопасное временное хранение на специально отведённых площадках, обеспечить подходящие средства в (нужном объёме) для сбора и/или хранения отходов. Подрядчик несёт полную ответственность за удаление отходов, накапливаемых в результате его производственной деятельности и его жизнедеятельности. Заключает договоры на обезвреживание, утилизацию и размещение отходов производства и потребления.

Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважин

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м				Высота подъёма цемента по стволу
		по вертикали		по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	от (верх)	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
Направление	426	0	30			Устье
Кондуктор	324	0	350			Устье
Промежуточная	245	0	2490		2589	Устье
Эксплуатационная (на D_3fm)	168	0	3190		3274,3	С перекрытием башмака техн. колонны 300м

Примечание: интервалы спуска колонны по стволу уточняются при проектировании.
Промежуточная колонна спускается в подошву P_1a+s.

Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации	нагнетательная	Максимальные габаритные размеры	Коррозия	установленно	Жидкость за НКТ

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 29 из 416

Название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	период от начала эксплуатации, год			спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		вид (сероводородная, сульфидная и др.)	активность пластового флюида		тип	плотность, кг/м³
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЭЦН	–	–	–	–	–				пластовый флюид	920

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 30 из 416

Таблица 1.4

Условия транспортировки грузов и вахт

Наименование груза	Период завоза	Вид транспорта	Маршрут движения		Расстояние, км
			от	до	
1	2	3	4	5	6
Основное и дополнительное оборудование, металлоконструкции свыше 3т	Зимний	автомобильный тракторный	Усинск	Буровых	355
Основное и дополнительное оборудование, металлоконструкции менее 3т	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
Трубопроводы, НКТ, пластоиспытатели, материалы 2-4 гр., глинопорошок, химреагенты, цемент, пиломатериалы обсадные и бурильные трубы:	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
ГСМ	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
Нефть	Зимний	автомобильный	Развед. скважины	Буровых	3
Карьерные (для содержания дорог)	Зимний	автомобильный	Карьер «_____»	Буровых	18
Лес (круглый)	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
Вагон домики (на весь период строительства):	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
ПВО, фонтанная арматура	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
Материалы, перевозимые обслуживающим элементы КНБК, оснастка обсадной колонны), турбобуры, долота, материалы и запчасти	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
Семена трав	Летний	авиационный	Усинск	Буровых	300
10% раствор сульфата алюминия	Летний	авиационный	Усинск	Буровых	300
Пробег:					
- цементировочные агрегаты	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
- цементировочные агрегаты	Круг. год	автомобильный			
- цементосмесительные машины	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
- цементосмесительные машины	Круг. год	автомобильный			
- агрегаты для испытания (освоения) скважин	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
- агрегаты для испытания (освоения) скважин	Круг. год	автомобильный			
- дефектоскопическая установка	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
- дефектоскопическая установка	Круг. год	автомобильный			
- строймашины для подготовительных работ	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
- строймашины для подготовительных работ	Круг. год	автомобильный			

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 31 из 416

Наименование груза	Период завоза	Вид транспорта	Маршрут движения		Расстояние, км
			от	до	
1	2	3	4	5	6
- строймашины для СМР	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
- машины и механизмы для рекультивации	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
Вышкомонтажная бригада	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
	Летний	авиационный	Усинск	Буровых	300
Буровая бригада	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
	Летний	авиационный	Усинск	Буровых	300
Специализированные бригады по испытанию(освоению) скважины	Зимний	автомобильный	Усинск	Буровых	355
	Летний	авиационный	Усинск	Буровых	300

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 32 из 416

Геологическая часть задания

Таблица1.5

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
Площадь (месторождение)	Сихорейское
Блок (номер и/или название)	ЦХП блок № 3
Административное расположение	
• республика	
• область (край)	Архангельская область Ненецкий автономный округ
• район	
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	-
Температура воздуха, °С	
• среднегодовая	-3;-6
• наибольшая летняя	+30
• наименьшая зимняя	-53
Среднегодовое количество осадков, мм	288-550
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,80
Продолжительность отопительного периода в году, сут	285
Продолжительность зимнего периода в году, сут	203
Азимут преобладающего направления ветра, град	
Наибольшая скорость ветра, м/с	20-25
Метеорологический пояс (при работе в море)	
Количество штормовых дней (при работе в море)	
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	
• кровля	80
• подошва	300

Таблица 1.6

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности Куст № 1	Слабовсхолмленная равнина. Абсолютные отметки: **альтитуда площадки куста № 1 +160 м.**
Состояние местности	Заболоченная безлесная ландшафтная зона субарктического пояса
Толщина, м:	
снежного покрова	1-3
почвенного слоя	
Растительный покров	Карликовая береза, ива, мхи и лишайники
Категория грунта	Вторая

Примечание: Сведения уточняются и дополняются по данным инженерно-геологических изысканий

Таблица 1.7

Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Название участка	Размер отводимого участка, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Площадка под БУ	Расчёты проектировщика	СН 459-74 Согласно утвержденной схемы расположения бурового оборудования

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 33 из 416

Таблица 1.8

Источник и характеристика водо и энергоснабжения, связи и сметных стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т.д.)	Источники заданного вида снабжения	Расстояние источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
• для бурения;	река	1,5	Юньяха
• для дизелей,			
• питьевая вода для бытовых нужд	Привозная		Автоцистернами
Энергоснабжение:			
• на период СМР;	Дизель-генераторная станция – 2 компл., в т.ч. 1 резервный на одну кустовую площадку		ТМЗ ДЭ-104-СЗ (100 кВт)
• на период бурения и испытания	Энергоблок - ДГУ 1000квт - 5 компл., в т.ч. 1 резервная		Энерго-Д-1000/6,3КН-30
Теплоснабжение:			
• на период СМР;	ППУ (передвижная паротепловая установка		Производительность ППУ не менее 1 т пара/ч
• на период бурения и испытания	Котельная на жидком топливе, количество котлов - 2		ПКН-2С производительность - не менее 1 т пара/ч
Связь	Радиостанция		
	Телефон спутниковый		Да
	Спутниковая		Да
Стройматериалы	Карьеры:	-	Песок
	Глинозавод	-	Глина
	Местной выемки	-	Торф
Не дренирующий грунт	В районе месторождения	-	
Вывоз отходов бурения		-	

Примечание: 1. Характеристика водовода: диаметр (мм), на земной поверхности или в траншее, глубина траншеи (м), термоизоляция водовода (материал), совместная прокладка с паропроводом с указанием расстояния между осями трубопроводов – согласно ТУ Заказчика ПСД.
2. Для местных материалов (грунты) заказчику ПСД приложить калькуляцию стоимости грунта Б.

Таблица 1.9

Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, м	Характеристика дороги
1	*2*	*3*	*4*	*5*
180	бетонная	Дорога общего назначения		
175	уплотненный снежно-ледовый покров	10		Зимник

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 34 из 416

Таблица 1.10

Проектный стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
0	520	Четвертичные + нижнемеловые отложения	Q+K			1.22
520	760	Верхняя юра	J_3			1.26
760	900	Средняя + нижняя юра	J_2+J_1			1.24
900	1345	Верхний триас	T_3			1.18
1345	1480	Средний триас	T_2			1.18
1480	1820	Нижний триас	T_1			1.18
1870	2240	Верхняя пермь	P_2			1.26
2240	2347	Нижняя пермь, кунгурский ярус	P_1k			1.11
2347	2447	Нижняя пермь, артинский ярус	P_1ar			1.11
2447	2490	Нижняя пермь, ассельский+сакмарский ярус	P_1a+s			1.11
2490	2615	Каменноугольный Верхний отдел	C_3			1.11
2615	2950	Каменноугольный Нижний отдел	C_1			1,11
2950	3190	Верхний девон Фаменский ярус	D_3fm			1.14

Примечание: при составлении геологического разреза использовалась альтитуда +160 м по аналогии со скважиной № 50-Р (с учетом отсыпки и высоты стола ротора), необходимо уточнить по результатам инженерно-геологических изысканий.

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 35 из 416

Таблица 1.11

Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
Q+K	0	505	Песок	45	Переслаивание песков, супесей, глин и суглинков с прослоями скоплений валунов. Глины, алевролиты, пески, песчанники.
			Глина	25	
			Алевролит	20	
J3	505	698	Глина	70	Глины с прослоями песчаников и алевролитов. Глины от темно-серых до светло-зеленоватых серых, с тонкой слоистостью. Встречаются прослои горючих сланцев, железистых конкреций.
			Песчаник	10	
			Алевролит	20	
J2+J1	698	920	Песчаник	80	Кварцевые пески, мелкозернистые, слюдистые, с тонкими прослоями глин, с редкими прослоями угля, реже включения гравия и валунов. Глины от серого до коричневого.
			Глина	10	
			Алевролит	10	
T3	920	1262	Глина	70	Грубое переслаивание песчанников, алевролитов и глин серого цвета практически без примеси песчанно-алевритового материала. Большое количество углефицированных остатков. Песчанники – светло-серые, полимиктовые, мелко-средне-крупнозернистые.
			Алевролит	15	
			Песчаник	15	
T2	1262	1501	Глина	70	Переслаивание зеленовато-серых полимиктовых песчаников, алевролитов и пестроокрашенных пятнистых глин. Пестрые глины имеют псевдообломочную текстуру: брекчиевидную, конгломератовидную, комковатую. Песчаники и алевролиты серые со слабым зеленоватым оттенком, полимиктовые, мелко-среднезернистые, слабосцементированные глинистым цементом.
			Алевролит	15	
			Песчаник	15	
T1	1501	1763	Песчаник	20	Глины с прослоями зеленовато-серых, иногда буровато-серых, полимиктовых, слабосцементированных, косослоистых песчаников и алевролитов. Глины красновато-коричневые, монтмориллонитового состава, не слоистые и неясно слоистые, слюдистые. Также присутствуют прослои серовато-зеленых глин с растительными остатками, с самостоятельным спорово-пыльцевым спектром.
			Глина	60	
			Алевролит	10	
			Угли	10	
P2	1763	1875	Песчаник	30	Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин, с прослоями углей, с конкрециями
			Алевролит	30	
			Глины	30	

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 36 из 416

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
			Угли	7	известняков и сидеритов. Песчаники и алевролиты полимиктовые, серые и зеленовато-серые, мелкозернистые и среднезернистые, неравномерно глинистые, неравномерно известковистые, с включениями глинистой гальки. Глины серые и темно-серые, неравномерно алевритистые, местами углистые, слюдистые.
P1k	1875	2239	Аргиллит	10	Переслаивание песчаников и глин с преобладанием в верхней части песчаников, в нижней части – глин. Песчаники серые, иногда с зеленоватым оттенком, полимиктовые, мелко- и среднезернистые, неравномерно известковистые. Глины аргиллитоподобные, серые, темно-серые, неравномерно известковистые, неравномерно алевритистые Присутствуют маломощные пропластки углей.
			Глины	45	
			песчаник	45	
P1ar	2239	2346	Известняк	70	Глинистые известняки, мергели, кремнисто-карбонатные породы, реже спонголиты тёмно-серые, аргиллиты, которые вверх по разрезу переходят в известняки алевритистые.
			Мергель	20	
			Аргиллит	10	
$P1_{a+s}$	2346	2446	Аргиллит	5	Известняки тёмно-серые, глинистые и алевритистые.
			Алевролит	5	
			Известняк	90	
C_{3+2}	2481	2490	Известняк	100	Единая нерасчлененная на ярусы толща переслаивания известняков органогенно-детритовых, светло-серых, участками окремненных, со стилолитовыми швами и известняков серых, мелкокристаллических, плотных, прослоями глинистых, участками доломитизированных, трещиноватых.
C1	2490	2876	Известняк	75	Известняки, переслаивающиеся с доломитами, невыдержанными глинистыми и ангидритовыми прослойками. В верхней части разреза известняки доломитизированные, плотные массивные, в нижней – глинистые.
			Ангидрит	10	
			Доломит	10	
			Аргиллит	5	
D3fm	2941	3184	Известняк	95	Переслаивающиеся рифтогенные известняки, от пористых рыхлых до плотных массивных, с редкими тонкими прослойками глин
			Глины	5	

Таблица 1.12

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического	Интервал,м	Краткое название горной породы	Плотность, кг/м^3	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-15}м^2	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленосность, %	Сплошность породы	Твердость, МПа	Расслоенность породы	Абразивность	породы по промысловой классификации (марка, средняя	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Мпа

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 37 из 416

	от (верх)	до (низ)														
Q+K	0	505	Песок	2400			40.0	10.0			100			мягкая	0.35	4800
			Глина	2670							100			мягкая	0.35	1900
			Алевролит	2590							500			средняя	0.35	2600
J_3	505	698	Глина	2670			40.0				500			средняя	0.35	1900
			Песчаник	2730							1200			твердая	0.35	4800
			Алевролит	2590							800			средняя	0.42	2000
J_2+J_1	698	920	Песчаник	2400			40,0				100			мягкая	0.42	2500
			Алевролит													
			Глина	2670							800			средняя	0.42	1900
T_3	920	1262	Глина	2670			35,0				800			средняя	0.42	1900
			Алевролит	2590							1200			твердая	0.42	2000
			Песчаник	2730							1500			твердая	0.42	4800
T_2	1262	1501	Глина	2670			35,0				800			средняя	0.42	1900
			Алевролит	2590							1200			твердая	0.42	2000
			Песчаник	2730							1500			твердая	0.42	4800
T_1	1501	1763	Песчаник	2730			35,0				120			средняя	0,35	200
			Глина	2670							80			мягкая	0,35	190
			Алевролит	2590							150			средняя	0,35	480
P_2	1763	1875	Песчаник	2730			30,0	10,0			1800			твердая	0,42	4800
			Алевролит	2590							1200			твердая	0,42	2000
			Аргиллит	2670							800			средняя	0,35	1900
P_1k	1875	2239	Аргиллит	2748			25,0	35,0			1500			твердая	0,42	6100
			Алевролит	2590							1400			твердая	0,42	2000
			Песчаник	2670										твердая		
P_1ar	2239	2346	Известняк	2740				80,0			2000			твердая	0,42	6100
			Мергель	2670							1000			твердая	0,35	1900
			Аргиллит	2590							1500			твердая	0,42	2000
P_1a+s	2346	2446	Аргиллит	2740				90,0			1500			твердая	0,42	6100
			Алевролит	2610							1200			твердая	0,42	1100
			Известняк	2740							2000			твердая	0,42	6100
C_3	2481	2490	Известняк	2740				70,0			2000			твердая	0,42	6100
C_1	2490	2876	Известняк	2740			10	90			2000			твердая	0,42	6100
			Ангидрит	2890							2400			твердая	0,42	7800
			Доломит	2830							2500			твердая	0,42	5500
			Аргиллит	2670							1200			средняя	0,42	1900
Dзfm	2941	3184	Известняк	2740				85			2000			твердая	0,42	6100
			Аргиллит	2830							2500			твердая	0,42	5500

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 38 из 416

Таблица 1.13

Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных вод)	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+K	0	300	реликтовая	15,0	нет	нет	нет	нет

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 39 из 416

Таблица 1.14

Нефтегазоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м³		Подвижность, 10^{-3}м²/МПа·с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м³/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, м³/м³	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
C1ok	2724	2752	поровый, порово-каверновый	815,0	886,0		0,94	5,22			Отс.				9,6
D_3 fm IV	2903	2941	поровый, порово-каверновый.	835,0	920,0		2,57	8,87	7,98	24,55	0,06		1,142		14,4
D_3 fm III	2963	3014	поровый, порово-каверновый	835,0	920,0		2,57	8,87	67	60,40	0,06		1,124		14,4

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 40 из 416

Таблица 1.15

Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % об.		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа	Свободный дебит, $м^3$/сут	Плотность газоконденсата, кг/$м^3$		Фазовая проницаемость, $10^{-15}м^2$
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	Углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
Газовые пласты отсутствуют												

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 41 из 416

Таблица 1.16

Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3	Свободный дебит, м^3/сут	Фазовая проницаемость, 10^{-15}м^2	Химический состав воды в 10^{-3} кг-экв./м^3						Минерализация общая, 10^{-3} кг-экв./м^3	Тип вод по Сулину: СФН – сульфатнонатриевый; ГКН-гидрокарбонатнонатриевый; ХЛМ – хлормагниевый; ХЛК - хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
							анионы			катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	$Na^+ K^+$	Mg^{2+}	Ca^{2+}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q+K	200	505	поровый	1000			5	0,17	0,002	2,0	0,05	0,20		ХЛК	нет
J_3, J_2+ J_1	650	900	поровый	1050			4	0,17	0,002	1,9	0,08	0,20		ХЛК	нет
T1	1501	1763	поровый	1040			35	0,07	0,01	13,5	0,75	6,6		ХЛК	нет
c_1	2490	2876	поровый	1112			114	0.5	1,2	56,7	2.4	11,4		ХЛК	нет
D_3 fm	2941	3184	пор. трещ	1110			122	0,3	0,6	60,4	2,4	12,8		ХЛК	нет

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 42 из 416

Таблица 1.17

Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного				
			МПа/м			МПа/м			МПа/м			МПа/м				
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	источник получения	от (верх)	до (низ)	источник получения	от (верх)	до (низ)	источник получения	от (верх)	до (низ)	источник получения	°С	источник получения
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*
Q+K	0	505	0.01	0.01	РСЧ	0.01	0.01	РСЧ	0.0185	0.0185	РСЧ	0,02	0,02	РСЧ	12	РСЧ
J_3	505	698	0.01	0.01	РСЧ	0.01	0.01	РСЧ	0.0185	0.0189	РСЧ	0,02	0.02	РСЧ	17	РСЧ
J_2+ J_1	698	920	0.01	0.01	РСЧ	0.01	0.01	РСЧ	0.0189	0.0189	РСЧ	0.0266	0.0266	РСЧ	20	РСЧ
T_3	920	1262	0.01	0.01	РСЧ	0.01	0.01	РСЧ	0.0189	0.0189	РСЧ	0.0266	0.0266	РСЧ	29	РСЧ
T_2	1262	1501	0.01	0.01	РСЧ	0.01	0.01	РСЧ	0.0189	0.0189	РСЧ	0.0266	0.0266	РСЧ	33	РСЧ
T_1	1501	1763	0.01	0.01	РСЧ	0.01	0.01	РСЧ	0.0189	0.0189	РСЧ	0.0266	0.0266	РСЧ	42	РСЧ
P_2	1763	1875	0.01	0.01	РСЧ	0.01	0.01	РСЧ	0.0189	0.0189	РСЧ	0.0266	0.0266	РСЧ	54	РСЧ
P_1k	1875	2239	0.01	0.0106	РСЧ	0.01	0.0106	РСЧ	0.0189	0.0190	РСЧ	0.0266	0.0268	РСЧ	56	РСЧ
P_1ar	2239	2346	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0190	0.0220	РСЧ	0.0268	0.0270	РСЧ	59	РСЧ
P_1a+s	2346	2446	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0220	0.0223	РСЧ	0.0270	0.0274	РСЧ	60	РСЧ
C_3	2481	2490	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0223	0.0226	РСЧ	0.0274	0.0274	РСЧ	61	РСЧ
C_1	2490	2876	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0226	0.0226	РСЧ	0.0274	0.0274	РСЧ	70	РСЧ
D_3fm	2941	3184	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0106	0.0106	РСЧ	0.0226	0.0226	РСЧ	0.0274	0.0274	РСЧ	76	РСЧ

Примечание: расчетные данные могут уточняться в процессе проектирования

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 43 из 416

Таблица 1.18

Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м³/час.	Глубина статического уровня при max поглощении	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*
D_3fm	2941	3184	40	100	да			Поглощение промывочной жидкости от частичного до полного

Таблица 1.19

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Возможны в терригенных коллекторах (см. литологию).							

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 44 из 416

Таблица 1.20

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*
T-P	1501	2240	газ				Незначительные проявления увеличения газопоказаний метана при прохождении угольных пропластков	Возможно проявление пузырьков газа
C1ok	2724	2752	нефть				Снижение уровня или плотности бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов	Пленка нефти, пузырьки газа, переливы бурового раствора на устье скважины, увеличение объема раствора в приемных емкостях
D_3 fm IV	2903	2941	Нефть					
D_3 fm III	2963	3014	Нефть					

Таблица 1.21

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интерва, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м³	водоотдача, см³/30мин.	смазывающие добавки, %		
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
Возможны при прохождении терригенных пород									

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 45 из 416

Таблица 1.22

Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, кг/м³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*

Таблица 1.23

Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	*2*	*3*	*4*	*5*
Прочие осложнения не выявлены				

Таблица 1.24

Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервалы, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервалы, м		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт.
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*
C_1ok	100		2995	3022	27								
D_3 fm IV+III	100		3167	3269	102								

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 46 из 416

Таблица 1.25

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово-геофизическая партия		Номер табл.СНВ на ПГИ
		на глубине м	в интервале, м		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой	
			от (верх)	до (низ)					
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
КС 2 зонда	1:500		0	350			Комплексная партия		
ПС	1:500		0	350					
Кавернометрия, профилеметрия	1:500		0	350					
ГК, ННКт	1:500		0	350					
Инклинометрия	1:500		0	350					
КС 2 зонда	1:500		350	3190					
ПС	1:500		350	3190					
Кавернометрия, профилеметрия	1:500		350	3190					
Резистивиметрия	1:500		350	3190					
ГК + ЛМ	1:500		350	3190					
ННКт	1:500		350	3190					
Термометрия	1:500		350	3190					
БК	1:500		350	3190					
ИК	1:500		350	3190					
БМК	1:500		350	3190					
МК	1:500		350	3190					
АК	1:500		350	3190					
ГГКп	1:500		350	3190					
КС 2 зонда	1:200		2490	3190					
ПС	1:200		2490	3190					
Кавернометрия, профилеметрия	1:200		2490	3190					
ГК	1:200		2490	3190					
ННКт	1:200		2490	3190					
БКЗ	1:200		2490	3190					
БК	1:200		2490	3190					
МК	1:200		2490	3190					
БМК	1:200		2490	3190					
АК (АКШ)	1:200		2490	3190					

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 47 из 416

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово-геофизическая партия		Номер табл.СНВ на ПГИ
		на глубине м	в интервале, м		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой	
			от (верх)	до (низ)					
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
ГГКп (ЗГГПЛП)	1:200		2490	3190					
ИК	1:200		2490	3190					
ЯМК	1:200		2490	3190					
сканер FMI (STAR)	1:200		2490	3190					
АКЦ, СГДТ, ОЦК (экс. колонна)	1:500		0	3190					
АКЦ, СГДТ, ОЦК (тех. колонна)	1:500		0	2450					
АКЦ , СГДТ, ОЦК (кондуктор)	1:500		0	350					
Инклинометрия ч/з 200-250 м проходки			350	3190	ИММН		Инклинометрическая партия	Дежурство при наборе параметров	
Гироскоп			0	3190					
Газовый каротаж			1000	3190			Станция ГТИ		

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 48 из 416

Таблица 1.26

Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции (испытание, опробование)	интервал, м	количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
C1v3	ИП	*2890-2935				
D_3 fm IV	ИП	*3114-3134				
D_3 fm III	ИП	*3139-3160				

*Примечание: *Интервал опробования уточняется по данным ГИС*

Таблица 1.27

Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
1. Комплекс гидродинамических исследований ИД, КВД. Отбор глубинных проб нефти при выходе скважины на фонтан	Комплекс	1
2. Разгон глубинных проб нефти	исследование	3 пробы по каждому объекту
3. Исследование кернового материала	Комплекс	Одна скважина

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 49 из 416

Таблица 1.28

Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации (D3fm)

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта испытания, м		Интервал установки цементного моста		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент. колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смене раствора на воду (раствор-вода), смене раствора на нефть (раствор-нефть), смене воды на нефть (вода-нефть), аэрация (аэрация), понижение уровня компрессорами (компрессор)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (низ)	до (верх)	от (низ)	до (верх)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см^3
D_3 fm IV	3	2903	2941			Цемент. колонна	УПА-60	Да	1-3	3-18	Нормализация забоя, перфорация, СКВ, СКО, понижение уровня	2000	1,0
D_3 fm III	1	2963	3014					Да	1-3	3-18		2000	1,0

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 50 из 416

Таблица 1.29

Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении - D3fm)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная; пылевая; снарядная; гидропескоструйная; гидроструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых снарядов, шт.	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (да, нет)	Насадки для гидропескоструйной перфорации	
	вид: раствор нефть; вода	плотность, кг/м^3								диаметр, мм	количество, шт.
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
1-3	**$CaCl_2$ или нефть**	1,05	76	кумулятивная	ПКТ-105	16	64	19	нет	нет	нет

Таблица 1.30

Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта (см. табл. 3.19)	Название процесса: солянокислотная обработка, обр. керосино-кислыми эмульс., установка кислотной ванны, добав. кумулят. перфор., гидроразрыв пласта, гидропескоструйн. перфор., обработка ПАВ, метод переменных давлений, закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфораторов	Плотность жидкости в колонне, кг/м^3	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*
1-3	СКВ, СКО	1									

Примечание: если результаты вскрытия пласта на нефти окажутся неудовлетворительными, проводится солянокислотная обработка пласта

Таблица 1.31

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 51 из 416

Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 3.19)	Название работы: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора до; повторное понижение уровня аэрацией; температурный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	*2*	*3*	*4*	*5*
1	Не предусмотрено			

Таблица 1.32

Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, кг/м³		Пластовое давление ожидаемое МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
D_3 fm	920	920	32,6		20	70	-	-	1,15

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 52 из 416

Таблица 1.33

Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта	Относится ли к объектам, которые (да, нет)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (да, нет)		Работа по испытанию проводятся в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (да, нет)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 6 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	шаблонирование обсадной колонны
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*

Таблица 1.34

Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх	до (низ)		плотность жидкости, кг/м^3	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м^3/сут	давление на устье, МПа	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки	тип	плотность жидкости, кг/м^3
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 53 из 416

Таблица 1.35

Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
1202	Северо-Хоседаюское	2477	2522	$C_2 – C_1s_2$	Полное поглощение до 60 м3/час	При бурении под экспл. колонну долотом 215,9 мм, хлоркалиевым раствором плотностью 1,13 г/см3
30	Мусюршорское месторождение	2918	2950	D_3fm	Провал бурового инструмента, интенсивное поглощение бурового раствора, переходящего в полное поглощение	При бурении под эксплуатационную колонну долотом 215, 9 мм, с промывкой полимер-солевым раствором плотностью 1,12-1,16 г/см3
101		2917	2936			При бурении под эксплуатационную колонну долотом 215, 9 мм, с промывкой полимер-глинистым раствором плотностью 1,08 г/см3
201		2965	2980			При бурении под эксплуатационную колонну долотом 215, 9 мм, с промывкой полимер-глинистым раствором плотностью 1,03 г/см3
6	Висовое месторождение	0	250	Q	Выброс газа	При бурении под 299 мм кондуктор, с промывкой глинистым раствором плотностью 1,25 г/см3

Примечание: Глубины даны по вертикали.

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 54 из 416

Состав работ по авторскому надзору

Наименование	Значение
1. Особые условия проведения авторского надзора	Подрядчик создает рабочую группу по авторскому надзору, в которую включаются высококвалифицированные специалисты-разработчики. Заказчик уведомляет Подрядчика о необходимости начала работ по авторскому надзору заблаговременно не позднее, чем за 20 (двадцать) рабочих дней до предполагаемой даты начала строительства скважины. Руководитель группы авторского надзора или лицо его заменяющее, принимает участие в геолого-технических совещаниях посредством аудио или видео конференцсвязи.
1. Состав работ по авторскому надзору	• Проведение контроля соответствия выполнения работ по строительству скважин проектной документации и выполненной на её основе рабочей документации; • Решение вопросов, связанных с внесением изменений в проектную документацию, необходимость которых выявилась в процессе строительства; • Проведение мониторинга исполнения принятых проектных решений в реальном временном режиме с использованием данных ИСУБ; • Внесение проектных данных на строительство скважин и планов-программ на бурение скважин в модуль «Формирование проектных данных» Информационной системы управления бурением (ИСУБ).

Особые условия

Наименование	Значение
1. Требования к Подрядчику	Опыт разработки проектной документации на не менее, чем на 10 объектах в течение предыдущих 3-х лет. Наличие квалифицированного персонала с подтвержденным опытом работ не менее 3 лет в области проектирования строительства и реконструкции скважин в количестве не менее 10 человек, работающих на полной ставке. Требования к персоналу лабораторий буровых и тампонажных растворов: - персонал должен иметь высшее образование по профилю выполняемых работ; - опыт работы исполнителя испытаний не менее 3-лет. Наличие лицензионного программного обеспечения: «Бурсофтпроект», «Ansys», «Autocad» для осуществления технологических и прочностных расчетов, а также графических работ с возможностью передачи расчетных файлов Заказчику. Наличие доступа к учетной записи Информационной системы управления бурением АО «Зарубежнефть» (ИСУБ) Наличие аккредитованной на соответствие ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 лаборатории по промывочным и тампонажным растворам. Укомплектованность лабораторий оборудованием для проведения исследований: А) Лабораторные испытания рецептур буровых

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 55 из 416

	растворов: Проверка рецептуры бурового раствора, выдержанного при комнатной температуре не менее 16 ч: - приготовление и обработка бурового раствора по рецептуре; - определение плотности; - определение условной вязкости; - определение показателя фильтрации; - определение pH; - определение коэффициента трения корки; - определение толщины фильтрационной корки; - определение минерализации по Ca++; - определение содержания ионов Cl–; - определение концентрации коллоидных частиц; - определение содержания твёрдой фазы и углеводородов; - определение реологических параметров при комнатной температуре: СНС, ДНС, ηпл, ηэф; – Продолжительное воздействие температуры в статических условиях. – Проверка рецептуры бурового раствора, после продолжительного воздействия температуры в статических условиях и выдержке при комнатной температуре не менее 16 ч: - определение условной вязкости; - определение показателя фильтрации; - определение pH; - определение коэффициента трения корки; - определение толщины фильтрационной корки; - определение реологических параметров при комнатной температуре: СНС, ДНС, ηпл, ηэф; - составление протокола по результатам замера; - отчёт о соответствии свойств рецептуры заявленным требованиям рабочей программы. Б) Лабораторные испытания проб буровых растворов: - определение плотности; - определение условной вязкости; - определение показателя фильтрации; - определение pH; - определение коэффициента трения корки; - определение толщины фильтрационной корки; - определение минерализации по Ca++; - определение содержания ионов Cl–; - определение концентрации коллоидных частиц; - определение содержания твёрдой фазы и углеводородов; - определение реологических параметров при комнатной температуре: СНС, ДНС, ηпл, ηэф; В) Лабораторные испытания качества химических реагентов, применяемых для приготовления и регулирования параметров буровых растворов, в соответствии с ГОСТ Р 56946-2016; Г) Лабораторные испытания цемента на соответствие ГОСТ 1581-96: - плотность; - растекаемость; - водоотделение; - консистенция цементного теста через 15-30 мин режима испытания; - время загустевания до консистенции 100 Вс;

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 56 из 416

	- прочность на сжатие при 38 °С; - прочность на сжатие при 60 °С; - прочность на сжатие при 75 °С; Д) Лабораторные испытания рецептур цементных смесей: - плотность; - растекаемость; - водоотделение; - время загустевания тампонажного раствора; - пластическая вязкость (комнатная, динамическая температура); - динамическое напряжение сдвига (комнатная, динамическая температура); - прочность на сжатие при заданной температуре.
2. Состав документации	• ТОМ 1. Раздел 1. Пояснительная записка • ТОМ 2. Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», в том числе: технологические решения, проект организации строительства и мероприятия по пожарной безопасности • ТОМ 3. Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды; • ТОМ 4. Раздел 11. Смета на строительство; • ТОМ 5. Раздел 12. Иная документация: инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций. • Отчет по авторскому надзору. • Журнал авторского надзора за строительством скважин.
2.1 Перечень документации, передаваемой Заказчику по окончании работ	Подрядчик передает Заказчику документацию, на бумажном носителе в 2-х экземплярах, а также в электронном виде в редактируемом формате (Word, Autocad) и нередактируемом формате (pdf.)
2.2 Порядок внесения изменений и дополнений в проект	Изменения и дополнения вследствие обоснованных замечаний Заказчика и органов надзора вносятся проектной организацией в установленном порядке
3. Сроки выполнения Работ	Определяются в Приложении №2 и Приложении №9
4. Исходные данные для проектирования (долотная и растворная программы)	Определяются Заказчиком по близлежащим законченным скважинам с наилучшими технико-экономическими показателями

Передан через Диадок 22.01.2024 12:02 GMT+03:00
eb40b7cb-6f28-4044-bb3b-0c946de099d9
Страница 57 из 416

Приложение Б

Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ



Приложение
к приказу Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 05.07.2011 №356
(Форма)

Саморегулируемая организация,
основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации
(вид саморегулируемой организации)

Некоммерческое партнерство «Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли»
(полное наименование саморегулируемой организации)

127254, Москва, ул. Добролюбова, д. 16, кор. 1, www.npsngp.ru, СРО-П-106-25122009
(адрес, электронный адрес в сети «Интернет», регистрационный номер в государственном реестре саморегулируемых организаций)

Москва
(место выдачи Свидетельства)

«07» декабря 2012 года
(дата выдачи Свидетельства)

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
№0002-2012-6315200011-07

Выдано члену саморегулируемой организации Открытому акционерному обществу «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»
(полное наименование юридического лица (фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя),

ОГРН 1026300961422, ИНН 6315200011
ОГРН (ОГРНИП), ИНН,

443041, г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93
адрес местонахождения (место жительства), дата рождения индивидуального предпринимателя)

Основание выдачи Свидетельства Решение Совета Некоммерческого партнерства «Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли», протокол №30 от «07» декабря 2012 года
(наименование органа управления саморегулируемой организации, номер протокола, дата заседания)

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.
Начало действия с «07» декабря 2012 г.
Свидетельство без приложения не действительно.
Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.
Свидетельство выдано взамен ранее выданного от 01.06.2012 №0002-2012-6315200011-06
(дата выдачи, номер Свидетельства)

Председатель Совета А.О. Наумов

Генеральный директор В.С. Усенко

ПРИЛОЖЕНИЕ
к Свидетельству о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
от «07» декабря 2012 года
№0002-2012-6315200011-07

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии),

и о допуске к которым член Некоммерческого партнерства «Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли»
(полное наименование саморегулируемой организации)

Открытое акционерное общество «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»
(полное наименование члена саморегулируемой организации)

имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
1	1.1.Работы по подготовке генерального плана земельного участка
2	1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
3	1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
4	2.Работы по подготовке архитектурных решений
5	3.Работы по подготовке конструктивных решений
6	4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
7	4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
8	4.3. Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения
9	4.4. Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем
10	4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
11	4.6. Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
12	5.1. Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
13	5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
14	5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений

2

НП «Союзнефтегазпроект» СРО-П-106-25122009 Тел.: (499) 799-81-81

ПРОДОЛЖЕНИЕ
№0002-2012-6315200011-07

№	Наименование вида работ
15	5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
16	5.7. Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
17	6.1. Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
18	6.2. Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
19	6.3. Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
20	6.4. Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
21	6.8. Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
22	6.9. Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
23	6.12. Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
24	7.1. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
25	7.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
26	7.3. Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
27	8. Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации
28	9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
29	10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
30	11. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
31	12. Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
32	13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Открытое акционерное общество «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»
(полное наименование члена саморегулируемой организации)

вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору составляет 300 000 000 (триста миллионов) рублей и более.
(сумма цифрами и прописью в рублях Российской Федерации)

3

НП «Союзнефтегазпроект» СРО-П-106-25122009 Тел.: (499) 799-81-81

ПРОДОЛЖЕНИЕ
№0002-2012-6315200011-07

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность
объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии),

и о допуске к которым член Некоммерческого партнерства «Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли»
(полное наименование саморегулируемой организации)

Открытое акционерное общество «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»
(полное наименование члена саморегулируемой организации)

имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
1	1.1.Работы по подготовке генерального плана земельного участка
2	1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
3	1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
4	2.Работы по подготовке архитектурных решений
5	3.Работы по подготовке конструктивных решений
6	4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
7	4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
8	4.5. Работы по подготовке проектов внутренних систем диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
9	4.6. Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
10	5.1. Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
11	5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
12	5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
13	5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
14	5.7. Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
15	6.1. Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов

4

НП «Союзнефтегазпроект» СРО-П-106-25122009 Тел.: (499) 799-81-81

ПРОДОЛЖЕНИЕ
№0002-2012-6315200011-07

№	Наименование вида работ
16	6.2. Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
17	6.3. Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
18	6.4. Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
19	6.8. Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
20	6.9. Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
21	6.12. Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
22	7.1. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
23	7.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
24	7.3. Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
25	9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
26	10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
27	11. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
28	12. Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
29	13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Открытое акционерное общество «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»
(полное наименование члена саморегулируемой организации)

вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору составляет 300 000 000 (триста миллионов) рублей и более.
(сумма цифрами и прописью в рублях Российской Федерации)

Председатель Совета **А.О. Наумов**

Генеральный директор **В.С. Усенко**

НП «Союз проектировщиков нефтегазовой отрасли» "Union of oil and gas design institutes" Nonprofit organization МОСКВА

5

НП «Союзнефтегазпроект» СРО-П-106-25122009 Тел. (499) 799-81-81

Прошито, пронумеровано и
скреплено печатью
5(пять) л.

Генеральный директор
ПП "Самаранефтегазпроект"
_____В.С. Усенко

Приложение В

Лицензия на пользование недрами

Л И Ц Е Н З И Я
на право пользования недрами

Н Р М	0 0 6 9 1	Н Р
серия	номер	вид лицензии

Выдана Обществу с ограниченной ответственностью
(субъект предпринимательской деятельности, получивший
"СК"РУСВЬЕТПЕТРО"
данную лицензию)

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

с целевым назначением и видами работ геологическое изучение,разведка и добыча углеводородного сырья в пределах участка "ЦХП блок №4"

Участок недр расположен на территории Заполярного района Ненецкого автономного округа
(наименование населенного пункта, района, области, края, республики)

Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении 1,3
(№ прилож.)

Право на пользование земельными участками получено от Администрации муниципального района"Заполярный район" Ненецкого автономного округа
(наименование органа, выдавшего разрешение, номер постановления, дата)
(письмо от 13.11.2007г. №01-31/2392)

Копии документов и описание границ земельного участка приводятся в приложении 5
(номер приложения, количество страниц)

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

Срок окончания действия лицензии 10.06.2033 г.
(число, месяц, год)

МПР РОССИИ
Федеральное агентство
по недропользованию
Управление
по недропользованию
по Ненецкому автономному округу
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
«01» сентября 2009 г.
№ 52 ШОМ 06471 НР
Подпись уполномоченного Регистратора
Тихонова Э.И. (Ф.И.О.)

Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы:

Приложение 1.
Лицензионное соглашение об условиях пользования недрами участка "ЦХП блок №4" расположенного на территории Ненецкого автономного округа - 15л.

Приложение 2.
Копия Приказа Управления по недропользованию по Ненецкому автономному округу от 04.09.2008г. №66-П - 1л.

Приложение 3.
Схема расположения участка -1 л.

Приложение 4.
Копия Свидетельства о государственной регистрации юридического лица ООО "СК"РУСВЬЕТПЕТРО" - 1л.

Приложение 5.
Копия письма предварительного согласия на отвод земельного участка от Администрации муниципального района "Заполярный район" Ненецкого автономного округа от 13.11.2007г. №01-31/2392 - 2л

Уполномоченный представитель Министерства природных ресурсов Российской Федерации

Шилов Андрей Васильевич

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата 08.09.2008г

М.П.

Уполномоченный представитель органа государственной власти субъекта Российской Федерации

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата

М.П.

Руководитель предприятия, получающего лицензию

Шинчев Валерий Андреевич

Подпись, дата 09.2008г

М.П.

Приложение Г

Акт выбора земельных участков

2112/145/17

ДОГОВОР АРЕНДЫ № 124
земельного участка

Ненецкий автономный округ,
г. Нарьян-Мар «19» февраля 2015 года

На основании распоряжения Департамента финансов, экономики и имущества Ненецкого автономного округа от 05.02.2015 № 193-з «О предоставлении в аренду ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» земельного участка площадью 5,68 га» **Департамент финансов, экономики и имущества Ненецкого автономного округа** (ДФЭИ НАО) (Свидетельство о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц от 26 декабря 2014 года серия 83 № 000078722, выдано Межрайонной инспекцией Федеральной налоговой службы № 4 по Архангельской области и Ненецкому автономному округу; ИНН 2983006000, ОГРН 1078383000497, КПП 298301001,ОКПО 99884398, ОКОГУ 2300215, адрес (место нахождения) постоянно действующего исполнительного органа юридического лица: 166000, Россия, Ненецкий автономный округ, г. Нарьян-Мар, ул. Смидовича, дом 20) в лице заместителя руководителя Департамента финансов, экономики и имущества Ненецкого автономного округа - начальника управления земельных отношений **Дроздова Николая Николаевича**, действующего на основании Положения о Департаменте финансов, экономики и имущества Ненецкого автономного округа, утвержденного Постановлением Администрации Ненецкого автономного округа от 28.11.2014 № 464-п, распоряжения Департамента финансов, экономики и имущества Ненецкого автономного округа от 19.01.2015 № 2, именуемый в дальнейшем «Арендодатель» и общество с ограниченной ответственностью «Совместная Компания «РУСВЬЕТПЕТРО»» (**ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»**) (Свидетельство о государственной регистрации в ЕГРЮЛ юридического лица от 07.07.2008, серия 77 № 011391730 за ОГРН 1087746814000 орган, осуществивший государственную регистрацию – Межрайонная инспекция Федеральной налоговой службы № 46 по г.Москве; индивидуальный номер налогоплательщика 7701791321, юридический адрес: 127422, г.Москва, Дмитровский проезд, д.10 стр. 1), в лице генерального директора **Клинчева Валерия Андреевича**, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем "Арендатор", именуемые в дальнейшем "Стороны", заключили настоящий договор (далее - Договор) о нижеследующем:

1. Предмет Договора

1.1 Арендодатель предоставляет, а Арендатор принимает и использует на условиях аренды земельный участок из категории земель - «земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения» с кадастровым номером 83:00:080001:186, местоположение: Ненецкий автономный округ, разрешенное использование: под строительство объектов обустройства Сихорейского нефтяного месторождения на период пробной эксплуатации. Куст скважин №1, в границах, указанных в кадастровом паспорте Участка, площадью 5,68 га (далее – Участок или Участки):

2. Срок действия Договора

2.1. Срок аренды участков устанавливается по 10.06.2033.

2.2. Условия настоящего Договора распространяются на правоотношения сторон, возникшие с 05.02.2015.

2.3. Договор вступает в силу с даты его государственной регистрации в органе, осуществляющем государственную регистрацию прав на объекты недвижимости и сделок с ним.

3. Размер и условия внесения арендной платы

1

3.1. Арендная плата исчисляется с начала срока действия Договора, указанного в п.2.2. Договора.

3.2. Размер арендной платы устанавливается из расчета 1 831 311,52 руб. (один миллион восемьсот тридцать одна тысяча триста одиннадцать рублей 52 копейки) в год.

Расчет арендной платы определен в Приложении № 1 к Договору, который является неотъемлемой частью Договора.

3.3. Арендная плата вносится Арендатором ежеквартально равными (или пропорциональными - при неполном периоде) долями до 15 числа второго месяца квартала путем перечисления на счет Получатель: **УФК по Архангельской области и Ненецкому автономному округу (Департамент финансов, экономики и имущества Ненецкого автономного округа), ИНН 2983006000, КПП 298301001, банк получателя: РКЦ г. Нарьян-Мара, расчетный счет № 40101810400000010001, БИК 041125000, КБК 006 1 11 05013 05 0000 120, ОКТМО 11811701.**

3.4. Арендатор самостоятельно рассчитывает размер арендной платы (сумму платежа), подлежащую перечислению Арендодателю согласно п. 3.3 Договора.

3.5. Подтверждением исполнения обязательства по внесению арендной платы является предоставление Арендодателю копии платёжного документа с отметкой банка, подтверждающего внесение арендной платы согласно п. 3.3. настоящего Договора, не позднее 15 дней со дня перечисления платежа. В платежных документах в назначении платежа необходимо указывать номер Договора, по которому производится арендная плата и сумму платежа по этому Договору.

3.6. Размер арендной платы изменяется ежегодно путем корректировки индекса инфляции на текущий финансовый год в соответствии с федеральным законом о федеральном бюджете на соответствующий год или при изменении базовой ставки арендной платы и (или) коэффициента, в соответствии с окружным законодательством.

3.7. В случае изменения нормативных правовых актов Российской Федерации, Ненецкого автономного округа, регулирующих исчисление размера арендной платы, Арендодатель вправе изменить размер арендной платы в бесспорном и одностороннем порядке. Новый размер арендной платы устанавливается с даты, определённой данными нормативными актами. Размер арендной платы может изменяться не чаще одного раза в год

3.8. При неуплате Арендатором арендной платы в месячный срок с момента окончания срока платежа, установленного в п. 3.3 Договора, Арендодатель вправе взыскать с Арендатора задолженность в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и настоящим Договором.

3.9. В случае изменения арендной платы стороны настоящего договора принимают их к исполнению без дополнительного соглашения.

4. Права и обязанности Сторон

4.1. Арендодатель имеет право:

4.1.1. Требовать досрочного расторжения Договора при использовании земельных Участков (Участка) не по целевому назначению, а также при использовании способами, приводящими к их (его) порче, при невнесении или несвоевременном внесении (просрочка оплаты более двух раз подряд) арендной платы согласно п. 3.3. Договора.

Арендодатель вправе обратиться в суд с требованием досрочного расторжения Договора только после направления Арендатору письменного предупреждения о необходимости уплаты арендной платы.

4.1.2. На беспрепятственный доступ на территорию арендуемого земельных Участков (Участка) с целью их (его) осмотра на предмет соблюдения условий Договора.

4.1.3. На возмещение убытков, причиненных ухудшением качества Участков (Участка) и экологической обстановки в результате хозяйственной деятельности Арендатора, а также по иным основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации.

4.2. Арендодатель обязан:

4.2.1. Выполнять в полном объеме все условия Договора.

2

4.2.2. Письменно в десятидневный срок уведомить Арендатора об изменении номеров счетов для перечисления арендной платы, указанных в п. 3.3. Договора.

4.3. Арендатор имеет право:

4.3.1. Использовать Участки (Участок) на условиях, установленных Договором.

4.3.2. По истечении срока действия Договора в преимущественном порядке перед другими лицами заключить Договор аренды на новый срок на согласованных Сторонами условиях по письменному заявлению, направленному Арендодателю не позднее, чем за 3 (три) месяца до истечения срока действия Договора.

4.3.3. В пределах срока договора аренды земельного участка сдавать участок в субаренду, передавать свои права и обязанности по этому договору третьему лицу, в том числе отдавать арендные права земельного участка в залог, вносить их в качестве вклада в уставный капитал хозяйственного товарищества или общества либо паевого взноса в производственный кооператив без согласия Арендодателя земельного участка при условии его уведомления в течение 10 дней со дня совершения указанных действий.

4.4. Арендатор обязан:

4.4.1. Выполнять в полном объеме все условия Договора.

4.4.2. Использовать Участки в соответствии с целевым назначением и разрешенным использованием.

4.4.3. Своевременно и в полном объёме уплачивать в размере и на условиях, установленных Договором и последующими изменениями и дополнениями к нему, арендную плату.

4.4.4. Обеспечить Арендодателю (его законным представителям) и представителям органов государственного контроля и надзора свободный доступ на Участки по их требованию.

4.4.5. После подписания Договора и изменений к нему произвести его (их) государственную регистрацию в органе, осуществляющем государственную регистрацию прав на объекты недвижимости и сделок с ним.

4.4.6. Письменно сообщить Арендодателю не позднее, чем за 3 (три) месяца о предстоящем освобождении Участка (Участков) как в связи с окончанием срока действия Договора, так и при досрочном его (их) освобождении.

4.4.7. Не допускать действий, приводящих к ухудшению экологической обстановки на арендуемых земельных Участках и прилегающих к ним территориях, в том числе действий привлеченных Арендатором к работе на Участках третьих лиц, а также выполнять работы по благоустройству территории.

4.4.8. Немедленно извещать Арендодателя и соответствующие государственные органы о всякой аварии или ином событии нанесшем (или грозящем нанести) Участкам, а также близлежащим Участкам ущерб и своевременно принимать все возможные меры по предотвращению угрозы повреждения Участков.

4.4.9. Письменно в десятидневный срок уведомить Арендодателя об изменении местонахождения и иных реквизитов Арендатора.

5. Ответственность Сторон

5.1. За нарушение условий Договора Стороны несут ответственность, предусмотренную законодательством Российской Федерации.

5.2. За нарушение срока внесения арендной платы по Договору, Арендатор выплачивает Арендодателю пени из расчета 1/300 ставки рефинансирования Центрального Банка РФ от размера невнесенной арендной платы за каждый календарный день просрочки. Пени перечисляются на счет, указанный Арендодателем в претензии.

5.3. В случае использования Арендатором земельных Участков (Участка) не по целевому назначению Арендатор уплачивает штраф в размере годовой арендной платы используемых не по целевому назначению земельных Участков (Участка), рассчитанной по ставкам текущего года, путем перечисления на счет, указанный Арендодателем.

5.4. В случае просрочки возврата земельных Участков (Участка) при расторжении Договора Арендатор уплачивает арендную плату за период использования невозвращенных земельных Участков сверх срока аренды в двойном размере.

5.5. Ответственность Сторон за нарушение обязательств по Договору, вызванных действием обстоятельств непреодолимой силы, регулируется законодательством Российской Федерации.

6. Изменение, расторжение и прекращение Договора

6.1. Все изменения и (или) дополнения к Договору оформляются дополнительными соглашениями Сторон в письменной форме, кроме случаев, предусмотренных пунктами 3.6., 3.7. Договора.

6.2. Договор может быть досрочно расторгнут по соглашению сторон.

По инициативе Арендодателя Договор может быть досрочно расторгнут по решению суда по основаниям и в порядке, установленными гражданским законодательством, а также в случаях, указанных в пункте 4.1.1. Договора.

6.3. Договор прекращается по истечении срока, установленного пунктом 2.1. Договора, за исключением случая, когда он считается возобновленным на неопределенный срок в соответствии с частью 2 статьи 621 Гражданского кодекса РФ.

6.4. При прекращении или расторжении Договора Арендатор обязан вернуть земельные участки Арендодателю, за исключением следующих случаев:

- срок аренды земельных участков продлен на основании решения Арендодателя и с Арендатором заключен новый договор аренды;
- с Арендатором заключен договор купли-продажи земельных участков, указанных в пункте 1.1 настоящего договора;
- право аренды на основании закона или договора перешло к другому лицу и с этим лицом заключен новый договор аренды.

В случае досрочного расторжения Договора по соглашению Сторон Арендатор обязан уведомить Арендодателя о планируемом возврате земельных участков не позднее, чем за три месяца.

6.5. До возврата земельных участков Арендодателю Арендатор обязан обеспечить проведение работ по рекультивации земель. Приемка работ по рекультивации земель осуществляется в соответствии с действующим законодательством и правовыми актами Ненецкого автономного округа. Приемка работ по рекультивации земель в период устойчивого снежного покрова не производится.

После утверждения Арендодателем акта приемки работ по рекультивации земель Арендатор обращается к Арендодателю с заявлением о прекращении права аренды рекультивированных земельных участков.

Арендодатель принимает решение о прекращении права аренды, на основании которого Стороны расторгают настоящий договор или вносят в него изменения. Право аренды на возвращаемые Арендодателю земельные участки прекращается с даты поступления к Арендодателю заявления Арендатора о прекращении права аренды на земельные участки.

В случае досрочного расторжения Договора по соглашению Сторон право аренды прекращается не ранее, чем по истечении трех месяцев с даты уведомления Арендодателя о планируемом Арендатором возврате земельных участков.

6.6. Прекращение или расторжение Договора не освобождает Арендатора от необходимости погашения задолженности по арендной плате и от выплаты пеней.

7. Рассмотрение и урегулирование споров

7.1. Вопросы, не урегулированные Договором, регулируются законодательством Российской Федерации и Ненецкого автономного округа.

7.2. Споры, возникающие при исполнении Договора, разрешаются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

8. Особые условия Договора

8.1. Расходы по государственной регистрации Договора, а также изменений и дополнений к нему возлагаются на Арендатора.

8.2. Договор составлен и подписан в трёх экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному экземпляру для каждой из Сторон и один экземпляр – для органа, осуществляющего государственную регистрацию прав на объекты недвижимости и сделок с ним.

9. Реквизиты Сторон

Арендодатель:
Департамент финансов, экономики и имущества Ненецкого автономного округа (Свидетельство о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц от 26 декабря 2014 года серия 83 № 000078722, выдано межрайонной инспекцией Федеральной налоговой службы № 4 по Архангельской области и Ненецкому автономному округу; ИНН 2983006000, ОГРН 1078383000497, КПП 298301001,ОКПО 99884398, ОКОГУ 2300215, местонахождение и фактическое местонахождение:166000, Ненецкий автономный округ, г. Нарьян-Мар, ул. Смидовича, дом 20)
Арендатор: **ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»**
ИНН 7701791321 КПП 771301001
Юридический адрес: 127422, г. Москва, Дмитровский проезд, д.10 стр. 1
Адрес для корреспонденции: 127422, г. Москва, Дмитровский проезд, д.10 стр. 1
р/с № 40702810738060050657 Московский банк Сбербанк России ОАО
к/с № 30101810400000000225
БИК 044525225

Приложения к Договору:
1. Расчет арендной платы.
2. Акт приема-передачи земельных участков

10. Подписи Сторон

Арендодатель:

/Дроздов Н.Н./ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

МП

"19" февраля 2015 г.

Арендатор:

/ Клинчев В.А./ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

МП

"___" _____ 2015 г.

Приложение Д

Протокол заседания ЦКР Роснедра по УВС

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО СОГЛАСОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
(ЦКР Роснедр по УВС)

Утверждаю:

Председатель ЦКР Роснедр по УВС

Каспаров Орест Сетракович

Подписано цифровой подписью: Каспаров Орест Сетракович
DN: c=RU, st=г. Москва, l=Москва, title=Заместитель руководителя, o=ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ, 1.2.643.100.3=120830323238393739353138 38, 1.2.643.3.131.1.1=120C353034373932313433313038, email=okasparov@rosnedra.gov.ru, givenName=Орест Сетракович, sn=Каспаров, cn=Каспаров Орест Сетракович
Дата: 2024.08.12 18:44:29 +03'00'

О.С. Каспаров

П Р О Т О К О Л
заседания
Центральной нефтегазовой секции

ЕРУЛ № У007-00174-77/01338596
от 07. 08. 2024 **№** 9103 **г. Москва**
Дополнение к технологической схеме разработки
Сихорейского нефтяного месторождения
(ООО "СК "РУСВЬЕТПЕТРО")

Участвовали:

Давыдов А.В.	-	Заместитель Председателя ЦКР Роснедр по УВС
Федосеева Е.Н.	-	Заместитель Руководителя Центральной нефтегазовой секции
Федосеев О.Н.	-	Секретарь Центральной нефтегазовой секции
Островская Н.В.	-	Заместитель Секретаря Центральной нефтегазовой секции

Члены Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС: Андреева Н.Н., Вильчик Н.А., Журавлева В.Ю., Клубков С.В., Королев А.С., Лубяницкий Г.В., Руденко Т.И., Стоянова Л.А., Твердохлебов Л.И.

от Консультационного Совета при ЦНГС ЦКР Роснедр по УВС: Галоян Т.М.

от Минприроды России: Дорохов А.

от ФБУ "ГКЗ": Кузнецова Е.Б., Марченкова М.Т., Юсупова Г.В., Шакиров А.Б.

от АО "ВНИИнефть-Западная Сибирь": Кузьмичева Е.В.

от АО "ВНИИнефть": Миннибаева Т.М., Либерман Е.Г., Зиновьева Ю.К., Ермолаев А.В.

от ООО "СК "РУСВЬЕТПЕТРО": Зощенко О.Н., Стариков С.В., Овчинников Д.И., Беляева И.А.

Слушали: Кузьмичеву Е.В. – руководителя направления гидродинамического моделирования и проектирования АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь» о работе «Дополнение к технологической схеме разработки Сихорейского нефтяного месторождения».

I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Сихорейское нефтяное месторождение находится на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области, в 215 км к востоку от г. Нарьян-Мар.

Лицензия НРМ 00690 НР от 08.09.2008 выдана ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» (127422, Российская Федерация, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10, стр. 1, телефон 8(495) 748-66-11) на срок до 10.06.2110.

Месторождение находится в районе со слабо развитой инфраструктурой. Ближайшие разрабатываемые месторождения: Западно-Хоседаюское, Северо-Ошкотынское, Восточно-Сихорейское, Тэдинское.

II. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Сихорейское месторождение находится в Колвависовском нефтегазоносном районе Хорейверской нефтегазоносной области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Тектонически Сихорейское месторождение приурочено к Центрально-Хорейверскому поднятию, расположенному в центральной части Хорейверской впадины Печорской синеклизы.

Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения нижнефаменского подъяруса (пласт D3fm-III), средне-верхнефаменского подъяруса (пласт D3fm-IV) фаменского яруса верхнедевонского возраста и окского надгоризонта визейского яруса (пласт C1ok) нижнего карбона.

Всего на Сихорейском месторождении выявлено четыре залежи нефти в трех пластах.

III. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

На Сихорейском месторождении фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов изучены по керну, ГИС и ГДИ.

Пласт C1ok окский

В пласте выделено две залежи.

Залежь в районе скв.53р – нефтяная, массивная, размером 2,1х0,5 км, высотой 8 м.

Залежь в районе скв.32101 – нефтяная, пластовая, тектонически экранированная, размером 7,1х0,8 км, высотой 47 м.

Коэффициент вытеснения нефти водой принят по восьми исследованиям собственного керна с привлечением 75 исследований одновозрастного пласта Западно-Хоседаюского месторождения.

ОФП для проектирования приняты по результатам исследования шести образцов из двух скважин.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности приняты по данным ГИС, проницаемость – по ГИС с корректировкой по результатам ГДИ.

Свойства нефти изучены по одной поверхностной пробе, приняты по аналогии с нефтью Западно-Хоседаюского месторождения. Нефть средняя по плотности, среднесернистая, парафинистая, смолистая, маловязкая.

Пласт D3fm-IV

В пласте выделена одна пластовая, литологически и тектонически экранированная нефтяная залежь размером 4,8х3,0 км, высотой 88 м.

Коэффициент вытеснения нефти водой принят по одному исследованию собственного керна с привлечением 11 исследований одновозрастных пластов Восточно-Сихорейского и Западно-Хоседаюского месторождений.

ОФП для проектирования приняты по аналогии с пластом D3fm-III.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности приняты по данным ГИС, проницаемость – по керну.

Свойства нефти изучены по трем глубинным пробам из двух скважин и трем поверхностным пробам из двух скважин. Нефть битуминозная, сернистая, высокопарафинистая, высокосмолистая, маловязкая.

Пласт D3fm-III

В пласте выделена одна массивная, тектонически экранированная нефтяная залежь размером 10,1х0,6 км, высотой 48 м.

Коэффициент вытеснения нефти водой принят по 16 исследованиям собственного керна с привлечением 39 исследований одновозрастных пластов Восточно-Сихорейского и Западно-Хоседаюского месторождений.

ОФП для проектирования приняты по результатам исследования 11 образцов из двух скважин.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Свойства нефти изучены по семи глубинным пробам из трех скважин и 13 поверхностным пробам из четырех скважин. Нефть битуминозная, сернистая, высокопарафинистая, высокосмолистая, маловязкая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в **таблице 1**.

IV. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Работа выполнена на геологические запасы УВС, числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2024. Представляемые извлекаемые запасы УВС будут поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской федерации по состоянию на 01.01.2025.

Сведения о запасах УВС Сихорейского месторождения приведены в **таблицах 2-2.1**.

V. ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Всего на разработку Сихорейского месторождения составлено четыре проектных технологических документа.

Технологическая схема разработки Сихорейского нефтяного месторождения согласована в 2018 году (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 7216 от 31.05.2018).

Действующим проектным технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Сихорейского нефтяного месторождения», составленное АО «ВНИИнефть» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 8807 от 26.05.2023) со следующими основными положениями:

– выделение трех эксплуатационных объектов: D3fm-III, D3fm-IV и C1ok;

– применение следующих систем разработки:

– **объект D3fm-III** – разработка на естественном упруговодонапорном режиме по неравномерной сетке скважин 800-3500 м;

– **объект D3fm-IV** – разработка на естественном упруговодонапорном режиме по неравномерной сетке скважин 580-1060 м;

– **объект C1ok** – разработка на естественном упруговодонапорном режиме одной возвратной скважиной.

По месторождению в целом:

Общий фонд скважин – 14, в том числе семь добывающих нефтяных, семь ликвидированных.

Фонд скважин для бурения всего – пять добывающих.

Накопленная добыча нефти – 1370 тыс. т, КИН – 0,175.

VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Месторождение открыто в 1989 году, введено в промышленную разработку в 2018 году.

В разработке находится один эксплуатационный объект D3fm-III, что соответствует основным положениям действующего проектного документа.

По состоянию на 01.01.2024 пробурено девять скважин, реализация проектного фонда составляет 64%. Характеристика фонда скважин приведена в **таблице 4**.

По состоянию на 01.01.2024 накопленная добыча нефти составляет 124 тыс.т. Отбор нефти от НИЗ составляет 7%, текущий КИН – 0,019. Накопленная добыча жидкости составляет 402 тыс. т. Накопленная добыча растворённого газа – 7 млн м^3. Использование растворённого газа в 2023 г. составило 95%.

Месторождение находится на стадии разбуривания, максимальный уровень добычи нефти пока не достигнут.

В межпроектный период (2023 г.) фактическая добыча нефти соответствует проектной. Отклонения по добыче устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми.

Отклонений по фактическому действующему добывающему фонду нет.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом и по эксплуатационному объекту приведено в **таблицах 3-3.1**.

Энергетическое состояние залежи объекта D3fm-III удовлетворительное – текущее пластовое давление (28,5 МПа) ниже начального на 4%.

Мероприятия по воздействию на пласты с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти не проводились.

VII. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

Цель работы – корректировка технологических показателей разработки месторождения с учетом получения мер государственной поддержки для проектного расширения существующей наземной инфраструктуры и синхронизации проектных решений месторождений в пределах лицензионных участков «ЦХП блок № 3» и «ЦХП блок № 4» в текущих макроэкономических условиях и действующей налоговой системе.

Трёхмерные цифровые геологические модели продуктивных пластов месторождения построены с применением программного комплекса Petrel компании «Schlumberger». Цифровые фильтрационные модели созданы с использованием программного комплекса тНавигатор компании «Rock Flow Dynamics».

На месторождении выделено три эксплуатационных объекта: **D3fm-III**, **D3fm-IV** и **C1ok** (C1ok окские (р-н скв.53р) и C1ok окские (р-н скв.32101).

По объектам рассмотрено до шести вариантов разработки помимо базового, все варианты рассчитаны с учетом частичного расширения инфраструктуры (расширение нефтепровода, строительство МФНС).

Объект D3fm-III

Базовый вариант предусматривает разработку объекта действующим по состоянию на 01.01.2024 фондом скважин.

Вариант 1 предполагает реализацию утвержденных решений действующего проектно-технологического документа: разработка объекта на естественном упруговодонапорном режиме по неравномерной сетке скважин 800-3500 м. Кохв – 0,365.

Вариант 2 основан на варианте 1, предусматривает уплотнение сетки скважин бурением дополнительных скважин. Кохв – 0,704.

Вариант 3 основан на варианте 2, предусматривает уплотнение сетки скважин бурением дополнительной скважины и бокового ствола. Кохв – 0,794.

Вариант 4 основан на варианте 3, предусматривает дальнейшее уплотнение сетки бурением дополнительных скважин. Кохв – 0,831.

Вариант 5 основан на варианте 2, предусматривает организацию ППД с бурением нагнетательных скважин. Кохв – 0,811.

Объект D3fm-IV

Вариант 1 предполагает реализацию утвержденных решений действующего проектно-технологического документа: разработка объекта на естественном упруговодонапорном режиме по неравномерной сетке скважин 580-1060 м. Кохв – 0,551.

Вариант 2 основан на варианте 1, предусматривает уплотнение сетки скважин заменой трех наклонно-направленных скважин на три горизонтальные (горизонтальный участок – 1000 м), дополнительным бурением наклонно-направленных скважин. Кохв – 0,570.

Вариант 3 основан на варианте 2, предусматривает организацию ППД с бурением нагнетательных скважин. Кохв – 0,665.

Вариант 4 основан на варианте 3, предусматривает дальнейшее уплотнение сетки скважин бурением дополнительных добывающих скважин. Кохв – 0,699.

Вариант 5 основан на варианте 3, предусматривает усиление системы ППД с бурением дополнительных нагнетательных скважин. Кохв – 0,683.

Объект C1ok

Вариант 1 предполагает реализацию утвержденных решений действующего проектно-технологического документа: разработка объекта на естественном упруговодонапорном режиме одной возвратной скважиной. Кохв – 0,216.

Вариант 2 основан на варианте 1, предусматривает уплотнение сетки скважин переводами скважин. Кохв – 0,519.

Вариант 3 основан на варианте 2, предусматривает уплотнение сетки скважин переводами скважин. Кохв – 0,711.

Вариант 4 основан на варианте 3, предусматривает замену части переводов на бурение скважин для сокращения срока разработки. Кохв – 0,717.

Вариант 5 основан на варианте 4, предусматривает дальнейшее уплотнение сетки бурением и переводами скважин. Кохв – 0,787.

Вариант 6 основан на варианте 4, предусматривает организацию ППД с помощью переводных нагнетательных скважин. Кохв – 0,726.

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН, интенсификации добычи УВС и прогноз их применения по месторождению в целом приведены в **таблице 5.**

VIII. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в **таблице 6.**

Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат по ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» за 2023 год.

Экономическая оценка проведена с учётом выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством.

При расчете налога на добычу также учтена льгота, установленная федеральным законом №233-ФЗ от 03.07.2016 г. «О ратификации соглашения между правительством Российской Федерации и правительством Социалистической Республики Вьетнам о дальнейшем сотрудничестве в области геологической разведки, добычи нефти и газа на территории Российской Федерации в рамках совместной компании ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» с учетом изменений, внесенных в 2023 году, согласно которым подлежащая уплате в федеральный бюджет Российской Федерации совместной компанией сумма налога на добычу полезных ископаемых в соответствии с законодательством о налогах и сборах Российской Федерации умножается на коэффициент 0,41 с 1 января 2024 года по 31 декабря 2028 года, на коэффициент 0,6 с 1 января 2029 года по 31 декабря 2033 года при добыче нефти на следующих участках недр Ненецкого автономного округа Российской Федерации:

- блок № 3 (лицензия НРМ №00690 НР);
- блок № 4 (лицензия НРМ №00691 НР).

По всем объектам варианты для реализации выбраны на основании максимального значения интегрального показателя оптимальности Топт.

По месторождению в целом вариант разработки получен суммированием вариантов 3 эксплуатационных объектов D3fm-III, C1ok и варианта 2 объекта D3fm-IV, характеризующихся оптимальными технико-экономическими показателями.

Разработка Сихорейского месторождения в целом при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя.

Анализ чувствительности проекта показал, что суммарный вариант разработки довольно чувствителен к изменению факторов риска.

Характеристика расчетных технико-экономические показателей разработки по объектам и месторождению в целом представлена в **таблице 7.**

Обоснование прогноза добычи нефти, растворённого газа и объёмов буровых работ по месторождению в целом и эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 8-8.5.**

IX. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

Уточнение геологического строения залежей и категорийности запасов нефти будет осуществляться бурением эксплуатационных скважин.

Для изучения фильтрационно-емкостных и литолого-петрографических свойств продуктивных пластов планируется отбор керна из новой эксплуатационной скважины.

Для уточнения свойств нефти пластов D3fm-III и D3fm-IV планируется отбор глубинных и поверхностных проб из новых эксплуатационных скважин.

Программа исследовательских работ и доразведки Сихорейского месторождения приведена в **таблице 9**.

Выполнение программы исследовательских работ и доразведки приведено в **таблице 9.1.**

X. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

На проектный период разработка месторождения предусмотрена без применения системы поддержания пластового давления.

XI. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В работе отражен комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, составленный с учетом действующих нормативных актов Российской Федерации, правил и ограничений по природопользованию по состоянию на 01.01.2024.

Предусматриваются мероприятия по охране недр при бурении, эксплуатации, консервации и ликвидации скважин, в соответствии с «Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденных приказом Минприроды России от 20 сентября 2019 г. №639.

Предусмотренный комплекс мероприятий по охране недр обеспечит достаточный уровень охраны недр от негативного воздействия планируемой разработки месторождения.

XII. БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ РАБОТ

В процессе разработки месторождения предусматривается безопасное ведение работ, а также соблюдение утвержденных в установленном порядке

стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с пользованием недрами. С этой целью предусмотрены организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 18.12.2020 №2168 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».

Эксплуатация нефтепромысловых объектов осуществляется в соответствии с требованиями промышленной безопасности, установленными Федеральным законом от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

В обсуждении приняли участие: Андреева Н.Н., Давыдов А.В., Журавлева В.Ю., Руденко Т.И., Твердохлебов Л.И.

ЦКР Роснедр по УВС (Центральная нефтегазовая секция) ОТМЕЧАЕТ:

1. На работу получена справка об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов углеводородов Сихорейского месторождения.

2. Имеется заключение Минэнерго России, в котором проектный документ согласовывается в авторском варианте (письмо от 26.07.2024 № 09-712) (приложение 1).

3. Извлекаемые запасы, обоснованные в проектном документе «Дополнение к технологической схеме разработки Сихорейского нефтяного месторождения» прошли государственную экспертизу и утверждены Роснедра (протокол от 07.08.2024 №03-18/425-пр).

5. Цель работы – корректировка технологических показателей разработки Сихорейского месторождения с учетом получения мер государственной поддержки для проектного расширения существующей наземной инфраструктуры и синхронизации проектных решений месторождений в пределах лицензионных участков «ЦХП блок № 3» и «ЦХП блок № 4» в текущих макроэкономических условиях и действующей налоговой системе.

6. Изученность месторождения удовлетворительная. Выполнены исследования керна всех продуктивных пластов. Глубинные пробы пластовых флюидов отобраны и изучены по двум продуктивным пластам, наиболее полно изучены свойства нефти пласта D3fm-III. Свойства нефти пласта C1ok не изучены. Экспериментальные определения ОФП и коэффициентов вытеснения нефти водой выполнены на собственном керне.

7. Месторождение по геологическому строению – очень сложное (продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, тектонических нарушений).

8. Решения действующего проектного документа выполняются.

9. Программа исследовательских работ выполнена не в полном объеме в связи с тем, что проведение исследований возможно только в зимний период при наличии

зимника, при остановке единственной действующей скважины на проведение исследований возможно замерзание нефтепровода.

10. За межпроектный период (2023 г.) фактическая добыча нефти соответствует проектной. Отклонения добычи устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми.

11. Состояние разработки месторождения удовлетворительное.

12. Контроль за энергетическим состоянием разрабатываемого пласта ведется нерегулярно в связи автономностью месторождения, коротким сроком действия зимних автодорог.

13. Для эффективной выработки остаточных запасов УВС предусмотрена адресная программа ГТМ, включающая: ОПЗ химическими реагентами, изоляционные мероприятия, перфорационные методы.

ЦКР Роснедр по УВС (Центральная нефтегазовая секция) РЕШИЛА:

1. Работу «**Дополнение к технологической схеме разработки Сихорейского нефтяного месторождения**» согласовать по авторскому суммарному варианту, включающему вариант 2 по объекту D3fm-IV и варианты 3 по объектам D3fm-III и C1ok с правом добычи на срок действия лицензии со следующими основными положениями (**таблица 7**) и технологическими показателями (**таблицы 8-8.5**)*.

**** – уровни ежегодных допустимых отклонений показателей в соответствии с пунктом 5.1 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356 (в ред. от 20.09.2019).***

1.1. Основные положения:

Выделение трех эксплуатационных объектов: D3fm-III, D3fm-IV и C1ok.

Применение следующих систем разработки:

Объект D3fm-III – разработка на естественном упруговодонапорном режиме по неравномерной сетке скважин 600-1800 м;

Объект D3fm-IV – разработка на естественном упруговодонапорном режиме по неравномерной сетке скважин 250-790 м;

Объект C1ok – разработка на естественном упруговодонапорном режиме по неравномерной сетке скважин 600-1300 м.

Общий фонд скважин – 21, в том числе 14 добывающих нефтяных, семь ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 12 добывающих нефтяных (из них три горизонтальных).

Бурение БС – одна скв.-операция.

1.2. Достижение КИН по месторождению для запасов категорий АВ1+В2 – 0,272, в том числе по объектам:

Объект	КИН	Квыт	Кохв
D3fm-III	0,344	0,433	0,794
D3fm-IV	0,216	0,379	0,570
C1ok	0,244	0,343	0,711

1.3. Накопленная добыча УВС по месторождению в целом (для запасов категорий АВ1+В2) – 2126 тыс.т.

Накопленная добыча растворённого газа по месторождению в целом (для запасов категорий АВ1+В2) – 166 млн м^3.

1.4. Проектные показатели разработки по категориям запасов АВ1 согласовываются на рентабельный период разработки в соответствии с пунктом 5.4.5 Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 20.09.2019 №639. Рентабельные периоды разработки по объектам разработки приведены в таблице 7.

2. Согласовать программы: ГТМ (**таблица 5**), исследовательских работ и доразведки (**таблица 9**).

3. ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»:

3.1. Выполнить решения утверждённого проектного документа.

3.2. Выполнить программы ГТМ и МУН (таблица 5), исследовательских работ и доразведки (таблица 9) в установленные сроки.

3.3. Проводить современные промыслово-геофизические исследования по контролю выработки запасов нефти, характера обводнения пластов и энергетического состояния залежей.

3.4. Уточнять трёхмерные геологические и гидродинамические модели месторождения с учётом новой геолого-физической информации, полученной в соответствии с выполненной программой исследовательских работ и геолого-промысловым анализом разработки.

3.5. Выполнять своевременный перевод запасов углеводородов в соответствии с действующей классификацией запасов.

3.6. Обеспечить проведение научного сопровождения разработки Сихорейского месторождения.

Присутствовало: 13 членов ЦКР.
Итоги голосования: за – 13.
Принято единогласно.

Заместитель Председателя ЦКР Роснедр по УВС

ГКЗ ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 05fc6ed900884b155ae431f0ac429c4fef6
Владелец Давыдов Андрей Валерьевич, ФБУ ГКЗ
Действителен: с 03.06.2024 по 03.06.2025

А.В. Давыдов

Заместитель секретаря Центральной нефтегазовой Секции ЦКР Роснедр по УВС

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Федосеев Олег Николаевич
Федосеев Олег Николаевич
дата:09.08.24 15:12
серт:507987700a8b1dd9347a114b0ea19881b
действителен с 09.07.24 по 09.07.25

О.Н. Федосеев

Приложение Е

Отчетная документация по результатам инженерных изысканий

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	1704-000-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий	
2	1704-000-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий	
3	1704-000-ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий	
4	1704-000-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий	

Приложение Ж

Справки ООПТ, КОТР и водно-болотные угодья

МИНИСТЕРСТВО
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

ул. Б. Грузинская, д. 4/6, Москва, 125993
Тел. (499) 254-48-00, факс (499) 254-43-10
сайт: www.mnr.gov.ru
e-mail: minprirody@mnr.gov.ru
телетайп 112242 СФЕН

06.03.2024 № 15-61/3822-ОГ

на № _____ от _____

М.Ф. Ахметову
(АО «Гипровостокнефть»)

nelli.bukharambetova@giprovostokneft.ru

О наличии/отсутствии ООПТ
№03234-ОГ/61 от 08.02.2024

Уважаемый Марат Фаридович!

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации рассмотрело письмо АО «Гипровостокнефть» от 07.02.2024 № ИСХ-0105-24, представленное Вашим обращением от 08.02.2024 № 03234-ОГ/61, о предоставлении информации о наличии особо охраняемых природных территорий (далее – ООПТ) федерального значения относительно испрашиваемого объекта и в рамках установленной компетенции сообщает.

По сведениям, содержащимся в информационных ресурсах, испрашиваемый объект «1704 «Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3», расположенный на территории Заполярного района Ненецкого автономного округа, с географическими координатами, указанными в письме от 07.02.2024 № ИСХ-0105-24, не находится в границах ООПТ федерального значения и их охранных зон.

Вместе с тем обращаем внимание, что согласно абзацу девятому статьи 3 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» хозяйственная и иная деятельность юридических и физических лиц, оказывающая воздействие на окружающую среду, осуществляется на основе принципа презумпции экологической опасности планируемой хозяйственной и иной деятельности.

В случае затрагивания указанным объектом территорий, имеющих ограничения по использованию и подлежащих особой защите (водные объекты, водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы, леса, объекты растительного и животного мира, занесенные в Красную книгу Российской Федерации, красные

Исп.: Николаева О.Н.
Конт. телефон: (499)252-23-61 (доб. 49-40)

АО «Гипровостокнефть»
Получено 07.03.2024
Вх. № ВХ-1796-24

книги субъектов Российской Федерации), при проектировании и осуществлении работ необходимо руководствоваться положениями Водного кодекса Российской Федерации, Лесного кодекса Российской Федерации, Земельного кодекса Российской Федерации, иных законодательных и нормативно-правовых актов Российской Федерации и субъектов Российской Федерации.

По вопросу получения информации о наличии ООПТ регионального значения, а также объектов растительного и животного мира, занесенных в красные книги субъектов Российской Федерации, необходимо обращаться в органы исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации.

В случае направления в Минприроды России иных аналогичных запросов для получения информации о наличии ООПТ федерального значения, просим предоставлять набор данных (географические координаты и карты/схемы участков недр/земельных участков/объектов) в формате, размещенном на сайте Минприроды России в разделе «Методические документы»:

https://www.mnr.gov.ru/docs/metodicheskie_dokumenty/o_poryadke_podachi_zaprosov_o_nalichii_otsutstvii_osobo_okhranyaemykh_prirodnykh_territoriy_dalee_oo/

Предоставление сведений в цифровом формате обеспечит сокращение сроков на обработку информации.

Заместитель директора Департамента -
начальник Отдела экологического
туризма и научной деятельности на
особо охраняемых природных
территориях

А.А. Тихненко

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП, хранится в системе электронного документооборота Минприроды России
СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП
Сертификат 00AC509CAACEBAADE0B7E6FCA5D5DAD6700
Владелец ТИХЕНЬКО АЛЕКСЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ
Действителен с 02.11.2023 по 25.01.2025

Департамент природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса Ненецкого автономного округа (Департамент ПР и АПК НАО)

Юридический адрес: ул. им. В.И. Ленина, д. 27, корп. В, г. Нарьян-Мар, 166000,
Почтовый адрес: ул. им. И.П. Выучейского, д. 36, г. Нарьян-Мар, Ненецкий автономный округ, 166000,
тел./факс +7 (81853) 2-38-55,
E-mail: dpreak@adm-nao.ru

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»

ПОПОВУ Н. П.

gipvn@gipvn.ru

от 08.02.2024 № 834
На № ИСХ-0114-24 от 07.02.2024

О предоставлении информации

Уважаемый Николай Павлович!

Департамент природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса Ненецкого автономного округа (далее – Департамент) сообщает, что в районе проведения изысканий по объекту 1704 - «Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3» отсутствуют: существующие, перспективные и проектируемые особо охраняемые природные территории регионального значения и их охранные зоны; продуктивные сельскохозяйственные угодья, использование которых для других целей не допускается; земли сельскохозяйственного назначения, мелиорированные земли, земли лесного фонда (в том числе резервные леса, защитные леса и особо защитные участки леса), лесопарковые зеленые пояса, а также леса, расположенные на землях иных категорий (городские, муниципальные леса, военные лесничества), лесопарковые зоны, зеленые зоны; природно-лечебные ресурсы регионального значения; подземные и поверхностные источники хозяйственно-питьевого водоснабжения, и зоны их санитарной охраны; месторождения общераспространённых полезных ископаемых и подземных вод, находящихся на территориальном балансе недр.

Отдельно отмечаем, что в границах Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3, могут находится леса, расположенные на землях сельскохозяйственного назначения, в водоохранных зонах водных объектов, и древесные мелиоративные насаждения естественного происхождения. Ограничения их использования установлены законодательством Российской Федерации.

Департамент не располагает информацией о наличии или отсутствии на участке изысканий редких и охраняемых видов животных, грибов и растений, занесённых в Красные Книги Российской Федерации и Ненецкого автономного округа.

АО «Гипровостокнефть»
Получено 09.02.2024
Вх. № ВХ-1027-24

На основании постановлений Правительства Российской Федерации от 19 января 2006 года № 20, от 05 марта 2007 года № 145, от 16 февраля 2008 года № 87 любое освоение земельного участка сопровождается инженерно-экологическими изысканиями с проведением собственных исследований на предмет наличия растений и животных, занесённых в Красные книги Российской Федерации и субъекта Российской Федерации, а также уточнения видового состава охотничьих ресурсов, их численности и плотности.

В районе изысканий могут встречаться следующие виды объектов животного мира, отнесённые к охотничьим ресурсам: лось, бурый медведь, волк, лисица, песец, росомаха, ласка, горностай, заяц-беляк, ондатра, водяная полевка, гусь гуменник, белолобый гусь, белощекая казарка, кряква, чирок-трескунок, чирок-свистунок, шилохвость, широконоска, свиязь, гоголь, луток, чернеть хохлатая, крохаль, белая куропатка, тундряная куропатка, тулес, турухтан, камнешарка, фифи, мородунка, бекас, азиатский бекас, гаршнеп, средний кроншнеп.

В районе изысканий могут проходить пути миграции:

- перелётных водоплавающих птиц и болотно-луговой дичи: в весенний период в направлении с юго-запада на северо-восток и в осенний период в направлении с северо-востока на юго-запад;

- лося и бурого медведя: в летний период года в направлении с юга на север, в осенний период – с севера на юг.

Периоды размножения охотничьих ресурсов зависят от конкретного вида и проходят практически в течение всего календарного года. Так, период размножения (гона) лосей приходится на сентябрь-октябрь, рождение потомства происходит в апреле. Бурые медведи размножаются в июне-июле, медвежата рождаются в январе-феврале. Периоды гнездования и выведения потомства водоплавающей дичи (гуси, казарки, утки), болотно-луговой дичи приходятся на май-июль.

Государственный учёт охотничьих ресурсов ежегодно проводится Департаментом по всей территории Ненецкого автономного округа.

Данные государственного учета численности охотничьих ресурсов на территории Ненецкого автономного округа в 2023 г.

Вид	Плотность населения особей/тыс. га			Численность особей			
	лес	поле	болото	лес	поле	болото	всего
Белка	3,98	0	0	14 304	0	0	14 304
Волк	0,01	0	0	21	21	0	42
Горностай	1,34	0,09	0,10	4 824	573	328	5 725
Заяц беляк	2,56	1,87	3,07	9 218	11 863	10 078	31 159
Куница	1,05	0,01	0	3 786	48	0	3 834
Лисица	0,34	0,27	0,34	1 247	1 720	1 139	4 106
Росомаха	0,05	0,03	0,07	195	189	241	625
Лось	0,46	0,05	0,02	1 645	315	50	2010
Песец*	0,02	0,02	0,05	81	147	166	394
Белая куропатка	113,38	459,30	400,34	407 132	2 904 120	1 309 968	4 621 220
Глухарь	32,40	0,17	0,35	116 360	1 061	1 139	118 560
Тетерев	23,56	0,85	0,70	84 592	5 373	2 279	92 244
Рябчик	1,30	0	0	4 675	0	0	4 675
Вальдшнеп	11-15***	0	0	24400-33300**	0	0	24400-33300**
Рысь	0	0	0	0	0	0	0

Ондатра	0	0	0,57	0	0	991825	991825
Бурый медведь	0,01						249
Выдра			0,28				336
Норка американская			0,06				76
Ласка*	0,19	0	0	673	0	0	673

* Экспертная оценка Департамента природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса Ненецкого автономного округа

** Работа по учёту выполнена в 2022 году. По вальдшнепу первая цифра – значение плотности и численности на начало периода размножения, вторая цифра – осеннее значение плотности и численности.

Нормативы допустимого изъятия охотничьих ресурсов утверждены приказом Минприроды России от 25.11.2020 № 965 и зависят от плотности охотничьих ресурсов на конкретной территории.

Информацию о наличии, расположении и обустройстве полигонов размещения отходов производства и потребления может предоставить Межрегиональное управлении Росприроднадзора по Республике Коми и Ненецкому автономному округу: 167982, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Бабушкина, д. 23.

Департамент не располагает информацией о социально-экономической и медико-биологической ситуации, наличии/отсутствии округов санитарной (горно-санитарной) охраны курортов регионального значения, лечебно-оздоровительных местностей, курортов, священных и культовых мест, территорий традиционного природопользования регионального значения, мест проживания и ведения хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера. Данную информацию можно получить в Департаменте финансов и экономики Ненецкого автономного округа, Департаменте здравоохранения, труда и социальной защиты населения Ненецкого автономного округа, Департаменте внутренней политики Ненецкого автономного округа.

Информацию о санитарно-защитных зонах и санитарных разрывах производственных объектов можно получить у собственника таких объектов.

Сведения о путях прогона домашних оленей в пределах участка работ и непосредственной близости можно получить в сельскохозяйственном кооперативе «Дружба Нродов».

Руководитель Департамента

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 1240251EFCB8F5A4BF224E86FE2915BC
Владелец Чабдаров Альберт Маратович
Действителен с 09.02.2023 по 04.05.2024

Л.М. Чабдаров

Молчанов Антон Валерьевич +7 (818-531) 2-38-65