

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012 г.

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

Часть 1 Строительство скважин

2021/354/ДС5-PD-PZ1

Том 1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в городе Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012 г.

«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

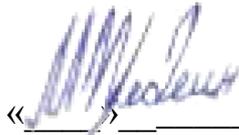
Часть 1 Строительство скважин

2021/354/ДС5-PD-PZ1

Том 1.1

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



 А.А. Предеин
«___» _____ 2022 г.

Начальник Управления проектирования
строительства скважин филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

 Д.С. Лопарев
«___» _____ 2022 г.

Главный инженер проекта
отдела разработки рабочих проектов
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

 П.Н. Кустов
«___» _____ 2022 г.

ИНР	№ по лп	Подп. и дата	Взам инр
-----	---------	--------------	----------

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

Оглавление

1	Основание для разработки проектной документации	5
2	Исходные данные и условия для проектирования	5
3	Сведения о функциональном назначении объекта	6
4	Сведения о потребности объекта строительства в топливе, газе, воде и электроэнергии	8
5	Данные о проектной мощности объекта строительства.....	9
6	Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах	9
7	Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства.	11
8	Сведения о земельных участках, изымаемых на период строительства скважин (на период строительства) и (или) постоянное пользование	11
9	Сведения о категории земель	12
10	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований	13
11	Технико-экономические показатели	13
12	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий.....	13
13	Количество рабочих мест и численность работающих	13
14	Сведения о компьютерных программах	14
15	Выделение этапов строительства	14
16	Сведения о предполагаемых затратах демонтажа.	15
17	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений.....	15
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	16
	Приложение А Задание на проектирование	17
	Приложение Б Протокол ЦКР.....	22
	Приложение В Лицензии.....	43
	Таблица регистрации изменений.....	48

Взам. инв. №	Подп. и дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH						Стадия	Лист	Листов
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Инв. № подл.		Разработал	Крапивина	<i>Крапивина</i>		08.2022	ТОМ 1.1 РАЗДЕЛ 1 ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА ЧАСТЬ 1 СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		
	Проверил	Кустов	<i>Кустов</i>		08.2022					
	Н.контр.	Крапивина	<i>Крапивина</i>		08.2022					

1 Основание для разработки проектной документации

1. Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения», утвержденное Заместителем Генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В.А. Яценко, 2021 г.

2 Исходные данные и условия для проектирования

При разработке проектной документации использовались отчеты инженерных изысканий «Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения», выполненные по договору №21z2100/2021/354/ДС5-0002 ООО НПП «Изыскатель». Свидетельство №0110.2-2012-5911007497-И-013 о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства выдано ООО НПП «Изыскатель» 18 декабря 2012 года НП «СРО «ЛИГА ИЗЫСКАТЕЛЕЙ»:

-Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Том 1.1, 2021/354/ДС5-ИГДИ-Т, Часть 1. Текстовая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Том 1.2, 2021/354/ДС5-ИГДИ-Г, Часть 2. Графическая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий. Том 2.1, 2021/354/ДС5-ИГИ1, Часть 1. Текстовая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий. Том 2.2, 2021/354/ДС5-ИГИ2, Часть 2. Графическая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий. Том 3, 2021/354/ДС5-ИГМИ, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий. Том 4, 2021/354/ДС5-ИЭИ, 2022г.

-Технический отчет по результатам поиска и разведки подземных вод для целей водоснабжения Том 5, 2021/354/ДС5-ПРПВ, 2022г.

Проектная документация выполнена на строительство 5 наклонно-направленных скважин малого диаметра на существующих кустовых площадках №5а и 14 Бугровского месторождения в соответствии со следующими документами:

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края», утв. Протоколом ЦКР Роснедр по УВС № 514 от 21.12.2021 г.

2. Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения», утвержденное Заместителем Генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

3. Лицензия ПЕМ № 12412 НЭ от 31.05.2004 г. (сроком до 31.12.2039 г.) на разработку и лицензия ПЕМ № 12417 НР от 31.05.2004 г. (сроком до 01.12.2102 г.) выдана ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на геологическое изучение, разведку и добычу.

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH						2			
	Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, правил, стандартов, действующих на территории РФ, исходных данных, технических условий, выданных органами государственного надзора и заинтересованными организациями, и обеспечивает безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями ФЗ-384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

В данном проекте отсутствуют разделы:

-«Архитектурные решения» - отсутствие в подготовительных работах, при строительстве скважины объектов капитального строительства, имеющих архитектурный облик;

-«Система газоснабжения» - на период строительства скважины не предусматривается.

-«Проект организации работ по сносу или демонтажу объекта капитального строительства» - объект капитального строительства не расположен на территориях занятые строениями, сооружениями, попадающими под снос;

-«Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов» - доступ инвалидов согласно ПБ в НГП не разрешается.

3 Сведения о функциональном назначении объекта

Данным проектом предусматривается строительство 5 наклонно-направленных скважин малого диаметра на существующих кустовых площадках №№5а и 14 Бугровского месторождения.

Назначение скважин – эксплуатация.

-участок ведения буровых работ – Бугровское месторождение;

-фонд скважин –5 шт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
								3
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Таблица 1– Номера скважин, строящихся по данному проекту

Месторождение (поднятие)	Объект	Номера скважин куста	Назначение скважин
Бугровское (Бугровское)	Куст № 5а (сущ. куст)		
	С ₂ b (Бш)	№ 600, 601, 809	Добывающие
		№ 607	Нагнетательные
	Куст № 14 (сущ. куст)		
С ₁ t1 (Тл2-б+Тл2-а)	№ 808 (с ГРП)	Добывающие	

Параметры основания куста скважин для бурения эксплуатационных скважин приняты в соответствии с генпланом расположения оборудования и привышечных сооружений.

Принадлежность к опасным производственным объектам – опасный производственный объект IV класса в соответствии с п.5 приложения 1 и п.2 приложения 2 Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности производственных объектов».

Идентификация объекта в соответствие со статьей 4 ФЗ-384 «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений»:

Назначение:

- опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса;

Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность:

- участок ведения буровых работ;

Возможность опасных природных процессов и явлений, и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения:

Естественная поверхность в районе работ частично подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации Павловского нефтяного месторождения. При проектировании трассы нефтепровода учитывались нормативы пересечения естественных преград (угол близкий к 90°) и коридора коммуникаций (угол не менее 60°).

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на территории исследуемого участка следует отметить подтопление.

Принадлежность к опасным производственным объектам:

Участок ведения буровых работ:

-признак опасности 2.1, 2.2, по приказу Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору №495 от 25.11.2016г. «Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов»,

Пожарная и взрывопожарная опасность:

-взрывопожароопасный.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							4

Наличие помещений с постоянным пребыванием людей:

-помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют;

Уровень ответственности:

-повышенный (по градостроительному кодексу: ст.48.1 п.11в).

4 Сведения о потребности объекта строительства в топливе, газе, воде и электроэнергии

При строительстве скважин по данному проекту газ не применяется.

Наибольшая расчетная потребность в воде при строительстве одной скважины составляет 22,63 м³/сут.

Энергоснабжение буровой предусматривается:

–*на период СМР* – АД-200-2 шт. (1-рабочая, 1-резервная);

–*на время бурения и крепления скважины:*

Двигатель ЯМЗ-8424.10 (привод буровой лебедки и ротора)

Caterpillar – С-18 (привод буровых насосов)

Электроснабжение дополнительного оборудования:

Кусты №№ 14, 5а от отпаек ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха»;
АД-200-1 шт. (резервная).

–*на период испытания:*

Электроснабжение дополнительного и вспомогательного оборудования:

Кусты №№ 14, 5а от отпаек ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ
«Опалиха»АР-32/40,

АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-236НЕ2.3);

АД-200-1 шт. (резервная).

Таблица 4.1– Установленная мощность электрооборудования АРБ-100

Наименование оборудования	Шифр	Количество, шт	Мощность, кВт
Компрессор	КСЭ-6	1	55
Привод лебедки	ЯМЗ-8424.10	1	345,5
Привод ротора	ЯМЗ-8424.10	1	345,5
Привод насосов	Caterpillar –С-18	2	520
Насосы подпорные	6Ш-8	3	18
Перемешиватель		8	18
Глиномешалка	МГ-2-4	1	18
Кран	8КП-2	1	5
Вибросито	Derric или Swaco	2	5
Гидроциклон	ПГ-300	1	18
Шламовый насос	ВШН-150	1	18
Освещение	буровая	1	10
Бытовые нужды	поселок	1	60

При сбое в основной системе электроснабжения будет введена резервная мощность энергоблоков и АД, что удовлетворит полную потребность объекта в

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							5

электроэнергии, обеспечит безопасность персонала, и работу защитных устройств оборудования.

Оборудование устьев эксплуатационных скважин заземлено путем присоединения к обсадным колоннам. Все опоры ВЛ 10кВ заземляются.

Связь - Диспетчерская связь с базой осуществляется при помощи сотовой связи GSM 900/1800.

5 Данные о проектной мощности объекта строительства

Проектной документацией предусматривается строительство эксплуатационных скважин, проектная глубина которых составляет:

Проектная глубина, м	Проектные эксплуатационные горизонты	
	Башкирский ярус (С _{2b})	Турнейский ярус (С _{1t})
по вертикали	1292	1615
по стволу	1372	1857

6 Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах

Потребность в топливе, газе при эксплуатации скважин отсутствует. Производственное, противопожарное, хоз-питьевое водоснабжение осуществляется непосредственно в период строительства скважины.

На период строительства скважин на производственные нужды и нужды пожаротушения потребуется техническая вода. Для обеспечения технической водой проектируются водозаборная скважина.

Подвоз воды на хоз-бытовые и питьевые нужды предусматривается из разводящей сети АКБ «ЦДНГ-7», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Контроль качества воды ведется организацией-водопользователем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
								6
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
Водоснабжение:			
На период строительства водозаборной скважины	Подвоз воды автомобильным транспортом	75	Из разводящей сети «ЦДНГ-7», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
на период строительства скважины (монтаж БУ, бурение, крепление, освоение) - для технических нужд	Водозаборная скважина	0,1	Водозаборная скважина Куст №14 Н=70м; Q=137.38м ³ /сут; Куст №5а Н=71м; Q=172.8м ³ /сут.
- для хоз - бытовых и питьевых нужд	Водовод, подвоз воды автомобильным транспортом	75	Из разводящей сети «ЦДНГ-7», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Электроснабжение:			
- на период СМР	ДВС	-	АД-200-2 шт. (1-рабочая, 1-резервная)
- бурение и крепление	Уральская энергосистема, ДВС	-	Двигатель ЯМЗ-8424.10 (привод буровой лебедки и ротора) Caterpillar – С-18 (привод буровых насосов) Электроснабжение дополнительного оборудования: Кусты №№ 14, 5а от отпак ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха»
- на период испытания:	Уральская энергосистема, ДВС	0,1	Двигатель ЯМЗ-8424.10 (привод буровой лебедки и ротора) Caterpillar – С-18 (привод буровых насосов) Электроснабжение дополнительного оборудования: Кусты №№ 14, 5а от отпак ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха» АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-236HE2.3) АД-200-1 шт. (аварийная)
Связь	сотовая	-	GSM 900/1800
Теплоснабжение - бурение и крепление освоение	электрокотел ДВС	0,2	Гейзер-600АБМ* ППУ-1200/100
Стройматериалы	местные	30**	гравий и песок

Примечание.

*Возможно применение других котельных установок.

**Уточняется по результатам инженерных изысканий.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист 7
------	-------	------	-------	-------	------	-------------------------	-----------

7 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства.

Строительство эксплуатационных скважин предусматривается по без амбарной технологии. Отработанный буровой раствор в количестве 10,3м³/сут. и буровой шлам в количестве 5,2м³/сут. собирают в емкости (шламоприемники) по 4м³ – 6шт. (в т.ч. 3шт. в резерве). По мере заполнения, отходы вывозятся на полигон (том 7.1, 2021z354/ДС5-PD-OOS1).

Для сбора и отвода незагрязненных дождевых и талых поверхностных вод предусмотрена открытая система водоотвода по спланированной поверхности в водосборные канавы со стоком в котлован для сбора дождевых и талых вод.

После завершения строительства канавы и котлованы ликвидируются.

Производственные сточные воды, образующиеся при гидроиспытании обсадных колонн, сбрасываются в емкость объемом 50м³ для оборотного водоснабжения, с системой обогрева и обвязкой насосами, для повторного использования, с последующим вывозом на полигон. Емкость устанавливается в блоке очистки.

Производственные сточные воды, образующиеся при освоении скважины сбрасываются в емкость с последующим вывозом на полигон.

8 Сведения о земельных участках, изымаемых на период строительства скважин (на период строительства) и (или) постоянное пользование

Необходимая площадь земельного участка во временное (на период строительства) и постоянное пользование объекта определена согласно утвержденных проектов планировки и межевания территории, материалов предварительного согласования предоставления земельных участков в соответствии с действующими нормативными документами.

С целью рационального использования земель предполагается минимальное занятие земель. Потребная площадь земельных участков на период строительства и эксплуатации определена по изыскательским планам, с использованием материалов межевания земель, чертежей рабочего проекта и земельно-кадастровых планов масштаба 1:10000 в соответствии с действующими нормативами и схемами строительной полосы.

Для проведения строительного-монтажных работ в целом по проекту потребуется 20,5783 га земель, из них на период эксплуатации 3,5094 га.

Распределение земель по землепользователям следующее:

–Неразграниченные земли, находящиеся в распоряжении администрации Чагинского района Пермского края – 1,3712 га (земли сельскохозяйственного назначения);

–Земли ООО «Нива» - 16,7013 га (земли сельскохозяйственного назначения);

–ГКУ "Осинское лесничество" Чагинское участковое лесничество (СХПК Батырбайский) – 1,5898 га (земли лесного фонда);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
										8
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

–Земли ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» – 0,2406 га (земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения), 0,6696 га (земли сельскохозяйственного назначения);

–Земли занятые водными объектами – 0,0058 га (земли водного фонда).

9 Сведения о категории земель

Сведения о категории земель отражены в Томе 7.3 19z1915-PD-OOS3.TЧ). Строительство скважин осуществляется на спланированной и отсыпанной площадке.

В проекте на строительство скважин не разрабатываются, т.к. строительство скважин осуществляется на спланированной и отсыпанной площадке.

Распределение земель по срокам использования и категориям

Категория / площадь	Всего, га	в т. ч. на период эксплуатации, га
Земли сельскохозяйственного назначения	18,7421	3,2652
Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	0,2406	0,2406
Земли лесного фонда	1,5898	0,0036
Земли водного фонда	0,0058	0,0000
Всего по проекту	20,5783	3,5094

После получения положительного заключения государственной экспертизы и постановки земельных участков на государственный кадастровый учет заключаются краткосрочные договора аренды на земельные участки, необходимые для строительства. После строительства объектов договора аренды на период строительства прекращаются и под наземные эксплуатируемые сооружения заключаются договора долгосрочной аренды земельных участков. А изымаемые ранее во временное пользование земельные участки возвращаются землепользователям в состоянии пригодном для дальнейшего использования согласно категории земель.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							9

10 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

В проекте не применялись изобретения и патентные исследования.

11 Техничко-экономические показатели

Месторождение (площадь)	Бугровское	
Цель бурения	эксплуатационное	
Назначение скважин	Эксплуатационные, нагнетательные	Эксплуатационные
Базисный проектный горизонт	Башкирский ярус (C _{2b})	Турнейский ярус (C _{1t})
Проектные продуктивные горизонты	Башкирский ярус C _{2b} (Бш)	C _{1t1} (Тл2-б+Тл2-а)
Проектная глубина, м по вертикали	1292	1615
Проектная длина, м по стволу	1372	1857
Вид скважин	наклонно-направленные	
Тип буровой установки	АРБ-100	
Проектная скорость бурения, м/ст. мес.	1-2130; 2,3-2841	4-1918
Количество скважин, шт.	4	1
Общая продолжительность строительства (бурения) скважины, сут.	1-43,1; 2-36,9; 3-32,9	4-57,1
Сметная стоимость с НДС бурения 5 скважин, (в тек. ценах) руб.	224 738 395	

Указаны значения:

Куст №5а

- 1 - повторный монтаж с отбором керна, первая в кусте, добывающая с СКО;
- 2 – передвижка в кусте, без отбора керна. добывающая с СКО;
- 3- последняя в кусте, без отбора керна, нагнетательная с СКО.

Куст №14

- 4-повторный монтаж с отбором керна, первая в кусте, добывающая с ГР.;

12 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий.

В проекте отсутствуют специальные технические условия.

13 Количество рабочих мест и численность работающих

В связи с использованием при строительно-монтажных работах, а так же при бурении и освоении скважин высококвалифицированных рабочих, прошедших подготовку и аттестацию в центре подготовки и повышения квалификации (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от 15.12.2020г п.200), необходимость в использовании местной рабочей силы отсутствует.

– вышкомонтажная бригада – 18 человек (вахта 9 чел.);

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							10
Инв. № подл.							2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		13

Приложение А Задание на проектирование

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора
по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В.А. Яценко

« _____ » 20__ г



ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ «СТРОИТЕЛЬСТВО И ОБУСТРОЙСТВО СКВАЖИН БУГРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

Начальник Управления разработки
нефтяных и газовых месторождений

Е.В. Филиппов

« _____ » _____

Начальник Управления по бурению

И.В. Шерстнев

« _____ » _____

Пермь, 2020

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH

Лист

14

Направление проектирования	Требования Заказчика
1. Наименование месторождения (площади).	Бугровское месторождение
2. Государство, область, район	Российская Федерация, Пермский край
3. Номер нефтерайона	17А
4. Основание для проектирования	«Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения» (протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7175 от 22.12.2017).
5. Цель бурения	Эксплуатационное
6. Назначение скважин	Эксплуатационные
7. Проектный эксплуатационный горизонт	Башкирский (Бш)
8. Проектный базисный горизонт	Башкирский (Бш)
9. Номера скважин, строящихся по данному проекту	Скважины малого диаметра с существующих кустовых площадок Куст № 5а: скв № 607 – нагнетательная наклонно-направленная. скв № 600, 601, 809 – добывающие наклонно-направленные. Куст № 14: скв № 808 – добывающая наклонно-направленная. Данные по назначению и типам скважин приведены в приложении 1.
10. Геолого-техническая информация.	Согласно проектной документации на разработку месторождения «Дополнения к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения» (протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7175 от 22.12.2017). Стратиграфический разрез, литология, интервалы осложнений, давление и температура по разрезу скважины, газо-, водо- и нефтенасыщенность – база данных проектировщика.
11. Профиль ствола скважины	Расчет проектировщика. Отклонение по вертикали при наклонно-направленном бурении согласно расчетному профилю проектировщика.
12. Конструкция забоя	Для наклонно-направленных скважин эксплуатационная колонна спускается на проектную глубину, перекрывая продуктивный пласт, скважина цементируется до устья с последующей перфорацией. Глубина наклонно-направленных скважин ниже отметки ВНК на 30 – 40м.
13. Радиус круга допуска, м.	50
14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град./10м.	Устанавливается проектировщиком
15. Расстояние между устьями скважин, м.	13,5
16. Отбор керна, м.	В одной из скважин куста. Метраж отбора керна устанавливается проектировщиком.
17. Конструкция скважин.	Устанавливается проектировщиком с обеспечением минимальных сроков бурения, металлоемкости и требований охраны недр при обеспечении и качества построенной скважины в соответствии с «Дополнением к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения» (протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7175 от 22.12.2017); «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534).
18. Тип и грузоподъемность буровой установки.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями п.315 «Правил безопасности в нефтяной и

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

	газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534).
19. Вид привода.	Электрический.
20. Тип и количество буровых насосов.	Устанавливается проектировщиком, согласно программы гидравлических расчетов с необходимостью обеспечения резерва.
21. Вид монтажа.	Повторный монтаж БУ, передвижка в кусте. Вид монтажа должен обеспечивать оптимальные сроки вышкомонтажных работ с соблюдением действующих норм и требований.
22. Система очистки бурового раствора.	Предусмотреть четырехступенчатую систему очистки бурового раствора.
23. Тип и параметры промывочной жидкости.	Применение буровых растворов, обеспечивающих высокое качество первичного вскрытия и устойчивость ствола скважины.
24. Водоснабжение.	Водоснабжение – водозаборная скважина. Для питьевого водоснабжения предусмотреть подвоз воды из АКБ «ЦДНГ-7» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
25. Тип и параметры тампонажных материалов.	Устанавливаются проектировщиком для обеспечения высокого качества крепления.
26. Предупреждение и ликвидация осложнений.	Разработать мероприятия по профилактике сокращения времени на ликвидацию осложнений.
27. Тип установки для освоения.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020.
28. Методы вторичного вскрытия продуктивного пласта.	Наклонно – направленные скважины: перфорация. Тип перфоратора уточняется проектировщиком. Перечень интервалов испытаний уточняется по результатам ГИС в интервалах продуктивных горизонтов.
29. Способы вызова притока.	Снижение уровня. Методы снижения уровня по рекомендации проектировщика.
30. Обработка призабойной зоны (интенсификация).	Наклонно-направленные скважины: соляно-кислотная обработка. Тип, диаметр НКТ и глубина спуска уточняется в процессе проектирования.
31. Противовыбросовое оборудование.	Расчет проектировщика в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 г №534
32. Типы долот	Применение оборудования с учетом передового опыта отечественных и зарубежных компаний с целью достижения максимальных коммерческих скоростей.
33. Типы гидравлических забойных двигателей	
34. Транспортная схема	
35. Комплекс геофизических исследований	Согласно комплексу геофизических исследований, при строительстве скважин утвержденному Заместителем Генерального директора по геологии и разработке ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» С.С. Черепановым, 2016г.
36. Мероприятия по охране и защите окружающей природной среды.	Разработать в соответствии с экологическим законодательством РФ и нормативными документами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Способ бурения – безамбарный; вывоз отходов бурения на полигон.
37. Выполнение инженерных изысканий.	Использовать отчеты по инженерным изысканиям, выполненные для обустройства кустов скважин. При необходимости корректировки отчетов по инженерным изысканиям подготовить соответствующее задание.
38. Разработка инженерно – технических мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.	Разработать в соответствии с действующим законодательством и нормативными актами РФ, а также с учетом нормативных актов ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
39. Разработка инженерного	Инженерное обеспечение строительства скважин и схема

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

обеспечения строительства скважин.	планировочной организации земельного участка решается отдельно проектом обустройства скважин. Подключение к сетям инженерно-технического обеспечения выполнить во временном исполнении.
40. Требования промышленной безопасности.	В соответствии с действующим законодательством РФ.
41. Идентификация объекта в соответствии со статьей 4 ФЗ-384 «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений»	1) Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса. 2) Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально – технологические особенности которых влияют на их безопасность: - участок ведения буровых работ; - фонд скважин; - система промысловых трубопроводов; - объекты инженерного обеспечения. 3) Возможность опасных природных процессов и явлений, и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения: -карстовый район, площадку под строительство определить инженерными изысканиями. 4) Принадлежность к опасным производственным объектам: - по степени опасности относится к типу 3.2 по административному регламенту РТН; - по градостроительному кодексу ст. 48.1 п.11в. 5) Пожарная и взрывопожарная опасность: - взрывопожароопасный. 6) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: - помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют (на момент строительства предусмотрены вагон-дома для постоянного проживания персонала буровой бригады). 7) Уровень ответственности: - повышенный. 8) Признаки идентификации подтвердить проектной документацией.
42. Дополнительные требования к разработке проектной документации.	Проектную документацию на строительство скважин разработать отдельными частями (книгами), в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса РФ и Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. При разработке мероприятий пожарной безопасности разрешено использовать нормы добровольного применения. Провести государственную экспертизу проектной документации.
43. Источник электроснабжения.	ЛЭП
44. Источник теплоснабжения	Электростанция.
45. Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих бурение	Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих бурение уточняются по результатам тендера.
46. Проектная организация	ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
47. Подрядная организация	Подрядная организация определяется по результатам тендера проводимым Заказчиком.

Приложение 1: Данные УРНГМ по количеству, назначению и проектному горизонту.

Начальник отдела мониторинга и разработки нефтяных и газовых месторождений



В.Г. Пермяков

Начальник отдела геофизики



И.А. Черных

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							17

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
Управление разработки нефтяных и газовых месторождений

Дата: 24.08.2021

**Технические условия к проектированию объекта " Строительство и обустройство
скважин Бугровского месторождения "**

№ п/п	Месторождение	Тип скважины	№ куста	Номер скважины	Плает	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м³/сут	Примис- тость, м3/ сут	Примеч- ание
1	Бугровское	наклонно-направленная	5а сущ.куст	600	Бш	добывающая	4,9	9,1		СМД
2	Бугровское	наклонно-направленная	5а сущ.куст	601	Бш	добывающая	6,5	12,1		СМД
3	Бугровское	наклонно-направленная	5а сущ.куст	607	Бш	нагнетательная			30,0	СМД
4	Бугровское	наклонно-направленная	5а сущ.куст	809	Бш	добывающая	6,6	7,3		СМД
5	Бугровское	наклонно-направленная	14 сущ.куст	808	Бш+Тл	добывающая	16,7	23,8		СМД
				5			34,7	52,3		

Основание для проектирования:

1. "Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения ", утвержден Протоколом заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7175 от 22.12.2017.

2. Давление на устье нагнетательных скважин -80 атм.
СМД-скважина малого диаметра

Начальник ОМРНГМ



В.Г.Пермяков

Илкбахар К.М.
56519

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH

Лист

18

Приложение Б Протокол ЦКР



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

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

Утверждаю

Председатель ЦКР Роснедр по УВС
О.С. Каспаров

« 29 » 12 2021 г.

ПРОТОКОЛ заседания

Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

От 21.12.2021 № 514

г. Санкт-Петербург

«Дополнение к технологическому проекту разработки
Бугровского нефтяного месторождения
Пермского края»
(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

Присутствовали:

Дубков И.Б. - Руководитель Северо-Западной нефтегазовой секции
ЦКР Роснедр по УВС
Тулубаев Д.А. - Секретарь Северо-Западной нефтегазовой секции
ЦКР Роснедр по УВС
Гугнина Н.Е. - Заместитель секретаря Северо-Западной нефтегазовой секции
ЦКР Роснедр по УВС

Члены Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС:

Завьялов А.С., Шешуков Е.Е., Шаповалов А.С., Растрогин А.Е.

Члены Консультационного совета при Северо-Западной нефтегазовой секции
ЦКР Роснедр по УВС: Зиновьева Ю.К.

Приглашенные:

от Санкт-Петербургского филиала ФБУ «ГКЗ»: Ханова М.А.
от ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»: Филиппов Е.В., Пермяков В.Г.
от ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми:
Каракулова О.В.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH

Лист

19

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определен на семи образцах керна из двух скважин Бугровского месторождения. Обоснование фазовых проницаемостей проведено на одном образце керна из одной скважины Бугровского месторождения. Капиллярные характеристики коллекторов получены по результатам исследований восьми образцов керна Бугровского месторождения.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на трех моделях, скомпонованных из образцов турнейских отложений Бугровского месторождения.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа изучены по двум поверхностным пробам нефти из двух скважин. Глубинные пробы не отбирались. Параметры нефти и компонентный состав газа в условиях турнейского яруса приняты по аналогии с пластом С1т (Т1) Луконинского купола Западного месторождения.

Дегазированная нефть классифицируется как битуминозная, высоковязкая, высокосмолистая, парафинистая, высокосернистая.

С1т1 тульские, пласт Тл2-б

В отложениях пласта С.т1 (Тл2-б) выявлена одна пластовая сводовая литологически экранированная нефтяная залежь, размером 3,1х1,5 км, высотой 42,6м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (18 определений в трех скважинах), проницаемость (16 определений в трех скважинах); по ГИС: пористость и проницаемость (84 определения в 46 скважинах), нефтенасыщенность (34 определения в 53 скважинах), по ГДИ: проницаемость (четыре определения в трех скважинах).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности не определялся. Капиллярные характеристики коллекторов получены по результатам исследований одного образца керна Бугровского месторождения.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на одной модели, скомпонованной из образцов визейских отложений Бугровского месторождения.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа изучены по 11 глубинным пробам из двух скважин и семи поверхностным пробам из пяти скважин.

Дегазированная нефть классифицируется как битуминозная, повышенной вязкости, высокосмолистая, парафинистая, сернистая.

С1т1 тульские, пласт Тл2-а

К пласту приурочены две залежи нефти с самостоятельными контурами нефтеносности: основная и в районе скв. № 318.

- Залежь пласта С1т1 (Тл2-а), основная залежь – пластовая сводовая литологически экранированная. Размеры основной залежи 2,0х0,8 км, высота 28,4 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования ГИС: пористость и проницаемость (10 определений в шести скважинах), нефтенасыщенность (девять определений в девяти скважинах).

- Залежь пласта С1т1 (Тл2-а) в районе скв. № 318 – пластовая сводовая литологически экранированная. Размеры залежи в районе скв. № 318 1,3х0,5 км, высота 13,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

исследования керна: пористость (пять определений в одной скважине), проницаемость (три определения в одной скважине); по ГИС: пористость, проницаемость и нефтенасыщенность (10 определений в шести скважинах).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определен на одном образце керна из одной скважины Бугровского месторождения. Обоснование фазовых проницаемостей проведено на одном образце керна из одной скважины Бугровского месторождения. Капиллярные характеристики коллекторов не устанавливались.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на одной модели, скомпонованной из образцов визейских отложений Бугровского месторождения.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа изучены по семи поверхностным пробам из пяти скважин. Глубинные пробы не отбирали. Параметры углеводородов приняты по нефти пласта С1т1 (Тл2-б).

Дегазированная нефть классифицируется как битуминозная, повышенной вязкости, высокосмолистая, парафинистая, сернистая.

С2b башкирские

В отложениях пласта С2b (Бш) выявлена одна пластовая сводовая, подстилаемая водой нефтяная залежь, размером 3,2х1,5 км, высотой 26,9 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (19 определений в пяти скважинах), проницаемость (16 определений в четырех скважинах); по ГИС: пористость, проницаемость (135 определений в 45 скважинах) и нефтенасыщенность (129 определений в 45 скважинах).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определен на 11 образцах керна из двух скважин Бугровского месторождения. Обоснование фазовых проницаемостей проведено на одном образце керна из одной скважины Бугровского месторождения. Капиллярные характеристики коллекторов получены по результатам исследований двух образцов керна Бугровского месторождения.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на пяти моделях, скомпонованных из образцов башкирских отложений Бугровского месторождения.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа по пласту изучены по трем поверхностным пробам нефти из трех скважин. Глубинные пробы не отбирались. Параметры нефти и компонентный состав газа в условиях башкирского яруса приняты по аналогии с пластом Бш Луконинского купола Западного месторождения.

Дегазированная нефть классифицируется как тяжелая, маловязкая, высокосмолистая, парафинистая, сернистая.

С2vг верейские, пласт В3

В отложениях пласта С2vг (В3) выявлена одна пластовая сводовая литологически экранированная нефтяная залежь, размером 1,4х0,7 км, высотой 9,6 м. Нефтенасыщенная часть пласта представительным керном не представлена.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам ГИС: пористость, проницаемость и нефтенасыщенность (23 определения в 18 скважинах).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определен на одном образце

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Взам. инв. №
							Подп. и дата

6. «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на период действия лицензионных соглашений» (протокол ЦКР Минэнерго России № 2409 от 9.09.1999 г.).

7. «Уточнение показателей разработки месторождений ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» за период до 2014 года» (протокол ЦКР Минэнерго России № 2858 от 30.05.2002 г.).

8. «Проект разработки Бугровского месторождения» (протокол ЦКР Минэнерго России № 3803 от 30.08.2002 г.).

9. «Дополнение к проекту разработки Бугровского месторождения», (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 5496 от 29.11.2012).

10. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края (протокол ЦКР Роснедр № 7175 от 22.12.2017) – действующий проектный документ.

Основные положения:

- выделение четырех эксплуатационных объектов: объект C1t (T0+T1), объект C1tl (Tл2-б+Tл2-а), объект C2b (Бш), объект C2vr(B3);
- системы разработки: площадная система размещения скважин, разработка всех объектов с ППД с использованием внутриконтурного избирательного заводнения;
- общий фонд: 69 скважин, в т. ч. 51 добывающих, 10 нагнетательных, две контрольных, пять ликвидированных и одна водозаборная скважина;
- фонд скважин для бурения: 23 скважин, в т. ч. 19 добывающих, четыре нагнетательных; бурение БС – девять скв./опер.;
- накопленная добыча нефти – 3068 тыс.т;
- достижение КИН – 0,449.

VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Месторождение открыто в 1969 году, введено в разработку в 1978 году.

В разработке находятся четыре эксплуатационных объекта: C1t (T0+T1), C1tl (Tл2-б+Tл2-а), C2b (Бш) и C2vr (B3).

Освоение системы ППД начато в 1979 году и на дату анализа система заводнения организована на всех объектах разработки.

По состоянию на 01.01.2021 г. на месторождении числится 52 скважины, в том числе в добывающем нефтяном фонде 37 скважин, из них действующих – 26 (в т.ч. пять совместных, одна – нагнетательная в отработке), восемь – в консервации (в том числе пять после эксплуатации, три – после бурения), три – ликвидированы после эксплуатации, одна – в контрольном фонде; в нагнетательном фонде – 15 скважин, из них пять действующих (в т.ч. три совместных), одна – в консервации после бурения, две – ликвидированы после эксплуатации, пять в контрольном фонде; одна действующая водозаборная скважина.

Проектный фонд скважин реализован на 75%. Коэффициент использования фонда добывающих скважин – 0,89, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – 0,89. Неработающий добывающий фонд составляет восемь скважин (21% от общего фонда добывающих скважин). Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин – 0,78, коэффициент эксплуатации действующего фонда нагнетательных скважин – 0,78.

Характеристика фонда скважин приведена в **таблице 4**.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

По состоянию на 01.01.2021 накопленная добыча нефти составляет 1607 тыс.т. Отбор нефти от НИЗ составляет 50,5 %, текущий КИН – 0,225. Накопленная добыча жидкости составляет 4992 тыс.т.

Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1979 году – 116 тыс.т при темпе отбора – 3,7 % и обводненности – 4 %.

В 2020 году добыча нефти составила 46,2 тыс.т, добыча жидкости – 134,8 тыс.т при обводненности продукции 65,7 %.

Основная добыча нефти на месторождении в 2020 году обеспечивалась объектом С1т (Тл2-б+Тл2-а) – 30 тыс. т (65%).

В 2020 году в эксплуатации на нефть перебывало 26 скважин, средний дебит скважин по нефти составил 4,6 т/сут, дебит по жидкости – 13,5 т/сут.

В период 2017-2019 гг. месторождение разрабатывалось с показателями по добыче нефти ниже уровня утвержденных с отклонением 8,7-33,9 %. В 2020 году фактический уровень добычи нефти превысил проектный уровень на 1,0 %.

Причиной отклонения фактических показателей от проектных в период 2017-2019 гг. является снижение ниже проектных значений средних дебитов нефти по переходящему фонду (проект – 3,6-4,6 т/сут, факт – 2,9-4,0 т/сут).

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом и по эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 3-3.4.**

Объект С1т (Т0+Т1). Эксплуатация залежи началась в конце 1978 года пуском в работу скважин №№ 701 и 712, в начале 1979 года вступила скважина № 711. На начальном этапе пробуренные скважины вступали в эксплуатацию фонтанным способом с безводной нефтью со средним дебитом 1,4 т/сут, после перевода на механизированную добычу в 1980 году средний дебит составил 5,5 т/сут.

Действующий добывающий фонд составил три скважины, все работают механизированным способом (ШГН), нагнетательный – две скважины. Среднегодовой дебит нефти (за 2020 г.) составляет 1,0 т/сут, дебит жидкости – 4,3 т/сут.

Годовая добыча нефти за 2020 год составила 1,0 тыс.т, жидкости – 4,4 тыс.т (по проекту 6,7 и 11,7 тыс.т соответственно). Темп отбора от НИЗ – 0,1 % (проект – 0,8 %). Отбор от НИЗ – 25,5 % (проект – 26,5 %) при обводненности – 77,4 % (проект – 42,8 %).

В 2020 году фактическая добыча нефти и жидкости ниже проектных уровней за счет меньшего действующего добывающего фонда скважин (проект – 5 факт – 3), не достижения проектных значений по дебитам нефти и жидкости. Средние дебиты по нефти ниже проектных на 74,7 % (проект – 3,9 факт – 1,0 т/сут.), средние дебиты по жидкости ниже проектных на 36,1 % (проект – 6,8 факт – 4,3 т/сут.)

С начала разработки отобрано 211 тыс.т нефти, 439 тыс.т жидкости (по проекту 218 и 444 тыс. т соответственно). Текущий КИН – 0,102, при утвержденном – 0,400.

Текущая плотность сетки составляет 17 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 14,8 тыс. т (при темпе отбора от НИЗ – 1,8%, обводненности продукции – 25%) был достигнут в 1984 году.

С 1988 г. залежь разрабатывается с применением системы ППД. Закачка воды за 2020 год составила 7,9 тыс. м³, с начала разработки – 413 тыс. м³ (по проекту – 11,9 и 412 тыс.м³ соответственно). Текущая компенсация отбора закачкой – 196,4 %, накопленная – 88,3 %.

Энергетическое состояние залежи объекта удовлетворительное. В целом для

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							25

залежи по состоянию на 01.01.2021 г. средневзвешенное пластовое давление (16,6 МПа) находится на уровне начального (16,6 МПа).

Промыслово-геофизические исследования с целью контроля за выработкой запасов нефти проведены в семи добывающих и трёх нагнетательных скважинах. В добывающих скважинах перфорацией вскрыто 76% эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

Объект С1d1 (Тл2-б+Тл2-а). Разработка объекта начата в 1978 году пуском в эксплуатацию четырех скважин фонтанным способом с начальным дебитом нефти 5-50 т/сут. Система ПИД была организована в 1979 году.

Действующий добывающий фонд – 10 скважин, эксплуатируемых механизированным способом (ЭЦН, ШГН). Среднегодовой дебит нефти (за 2020 г.) составляет 8,8 т/сут, жидкости – 27,3 т/сут (проект – 5,8 и 22,2 т/сут соответственно).

Годовая добыча нефти за 2020 год составила 30,7 тыс.т, жидкости – 94,7 тыс.т (проект 22,0 и 84,7 тыс. т соответственно). Отклонение составило – 39,2 %. Темп отбора от НИЗ – 1,8 % (проект – 1,3 %). Отбор от НИЗ – 66,7 % (проект – 66,9 %) при обводненности – 67,6 % (проект – 74 %).

С начала разработки отобрано 1125 тыс.т нефти, 3974 тыс.т жидкости, что близко к проекту (1129 и 3984 тыс.т соответственно). Текущий КИН – 0,362 при утвержденном – 0,543. Текущая плотность сетки составляет 11 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 110,4 тыс. т (при темпе отбора от НИЗ – 6,5%, обводненности продукции – 4%) был достигнут в 1979 году.

Закачка воды на объекте ведется с 1979 года. С 1979 по 1984 год на объекте проводилась циклическая закачка, при этом годовые объемы закачки увеличили с 21 тыс. м³ до 257,5 тыс. м³ (1984 г.). Увеличение объемов закачки привело к росту обводненности продукции с 4% до 81 %. Начиная с 1985 г. объемы закачки постепенно снижаются и в 2010 г. составляют 11 тыс. м³. Снижение объемов закачиваемой жидкости, изменение режимов работы нагнетательных скважин, полное прекращение закачки с 2011 года позволили несколько снизить обводненность (с 87,9 до 83,6%) без потерь среднего дебита нефти.

С начала разработки объем закачанной воды составил 2912,8 тыс. м³, накопленная компенсация – 71,2 %.

Энергетическое состояние залежей объекта удовлетворительное. В целом для залежей по состоянию на 01.01.2021 г. средневзвешенное пластовое давление (15,3 МПа) находится на уровне начального (16,2 МПа).

Промыслово-геофизические исследования с целью контроля за выработкой запасов нефти проведены в восьми добывающих и шести нагнетательных скважинах. В добывающих скважинах перфорацией вскрыто 77% эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

Объект С2b (Бш). Разработка объекта начата в 1982 г. пуском в эксплуатацию скважины № 714 механизированным способом с дебитом безводной нефти 3,5 т/сут. Закачка воды организована в 2001 году.

Действующий добывающий фонд – 10, нагнетательный – три скважины. Добыча ведется механизированным способом (ШГН, ЭЦН, ШВН). Среднегодовые дебиты нефти (за 2020 г.) выше проекта и составляет 3,1 т/сут (по проекту – 2,4 т/сут). Среднегодовые дебиты жидкости (за 2020 г.) ниже проекта и составляет 7,4 т/сут (по проекту – 10,8 т/сут).

Годовая добыча нефти за 2020 год составила 11,9 тыс.т, жидкости – 28,4 тыс.т (по проекту – 11,6 и 52,4 тыс. т соответственно). Отклонение от проекта составило

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		26

Промыслово-геофизические исследования с целью контроля за выработкой запасов нефти проведены в четырёх добывающих и трёх нагнетательных скважинах. В добывающих скважинах перфорацией вскрыто 100% эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

За период 2016-2020 гг. на месторождении проведено 17 мероприятий по воздействию на пласты с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти, в том числе: перестрел – 4, перевод на другой горизонт – 10, ГМЦП на нагнетательных скважинах – 3. Дополнительно добыто 32 тыс. т нефти или 19% в общей добыче.

VII. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

Цель работы – уточнение проектных уровней добычи нефти с учетом текущего состояния разработки, изменений геологического строения и запасов углеводородов по результатам эксплуатационного бурения (2019 г.).

Трёхмерные цифровые геологические модели месторождения построены с применением программы IRAP RMS компании «ROXAR».

Цифровые фильтрационные модели создавались с использованием программного комплекса Tempest MORE компании «ROXAR». При построении моделей учтена вся имеющаяся геолого-промысловая информация.

На месторождении выделено четыре эксплуатационных объекта: C1t (T0+T1), C1t1 (Tл2-б+Tл2-а), C2b (Бш) и C2vr(B3).

Для каждого объекта рассмотрено от двух до трех вариантов разработки без учета базового.

Базовый вариант предусматривает добычу УВС действующим фондом скважин и является единым для всех вариантов разработки.

Вариант 1 предусматривает реализацию решений действующего проектного документа, актуализированными с учетом текущего состояния разработки объектов.

Вариант 2 предусматривает оптимизацию размещения проектных скважин с учетом текущего состояния разработки и максимального использования пробуренного фонда (БС, увеличение объемов внедрения ОРД/ОРЗ) с применением методов ПНП и ИДН (ГРП, радиальное бурение, перфорационные методы, ВИР, РИР).

Вариант 3 предполагает уплотнение сетки скважин за счет увеличения переводов, бурения БС и усиление системы ППД.

Объект C1t (T0+T1)

Базовый вариант – разработка объекта действующим фондом скважин с применением очагового заводнения. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – шесть, в том числе добывающих – три, нагнетательных – две, контрольных – одна.

Накопленная добыча нефти – 265 тыс. т.

Достижение КИН – 0,128, Квт – 0,563, Кохв – 0,227.

Плотность сетки – 17,2 га/сгв.

Вариант 1 – предусматривает реализацию утвержденного варианта действующего проектного документа с учетом текущего состояния разработки

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата
							Инв. № подл.

объекта. Доформирование запроектированной системы разработки планируется за счет бурения новых скважин, бурения БС, возврата с вышележащих объектов (в т.ч. с внедрением технологии ОРД). Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 18, в том числе: добывающих – 14, нагнетательных – четыре.

Фонд скважин для бурения – шесть, в том числе: добывающих – четыре, нагнетательных – две.

Количество боковых стволов – шесть (добывающих – шесть).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – четыре добывающие.

Накопленная добыча нефти – 826 тыс. т.

Достижение КИН – 0,400, Квт – 0,563, Кохв – 0,711.

Плотность сетки – 9,7 га/скв

Вариант 2 (предлагаемый к реализации) - предусматривает замену эксплуатационного бурения на перевод скважин с вышележащих объектов (в т.ч. при бурении БС) и максимальное использования существующего фонда скважин (в т.ч. ввод неработающих скважин). Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 18, в том числе: добывающих - 16, нагнетательных – две.

Количество боковых стволов – 11 (добывающих – 11).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – 10 добывающих.

Накопленная добыча нефти – 826 тыс. т.

Достижение КИН – 0,400, Квт – 0,563, Кохв – 0,711.

Плотность сетки – 9,7 га/скв

Объект С11 (Тл2-б+Тл2-а)

Базовый вариант – разработка объекта действующим фондом скважин с применением очагового заводнения. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 23, в том числе: добывающих – 10, нагнетательных – две, контрольных – пять, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Накопленная добыча нефти – 1600 тыс. т.

Достижение КИН – 0,515, Квт – 0,617, Кохв – 0,835.

Плотность сетки – 11,2 га/скв.

Вариант 1 – предусматривает реализацию утвержденного варианта действующего проектного документа с учетом текущего состояния разработки объекта. Доформирование запроектированной системы разработки планируется за счет бурения новых скважин, бурения БС, внедрения технологии ОРД, ОРЗ. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 26, в том числе: добывающих – 16, нагнетательных – две, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Фонд скважин для бурения – три, в том числе: добывающих – три.

Количество боковых стволов – два (добывающих – два).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – одна добывающая (при бурении БС).

Проведение ГТМ: РИР (одна скв./опер.)

Накопленная добыча нефти – 1687 тыс. т.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							29

Достижение КИН – 0,543, Квт – 0,617, Кохв – 0,880.

Плотность сетки – 10,0 га/св.

Вариант 2 (предлагаемый к реализации) – предусматривает продолжение разработки объекта действующим фондом скважин при водонапорном режиме с оптимизацией объемов эксплуатационного бурения, выполнением работ по переводу скважин с других объектов, увеличением объемов проведения ГТМ. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 25, в том числе: добывающих – 15, нагнетательных – две, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Фонд скважин для бурения – одна, в том числе: добывающих – одна (СМД).

Количество боковых стволов – три (добывающих – три).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – две добывающие (обе при бурении БС).

Радиальное бурение – одна скв./опер.

Проведение ГТМ: РИР (одна скв./опер.)

Накопленная добыча нефти – 1687 тыс. т.

Достижение КИН – 0,543, Квт – 0,617, Кохв – 0,880.

Плотность сетки – 10,0 га/св.

Вариант 3 - предусматривает уплотнение сетки скважин относительно варианта 2 за счет увеличения бурения БС. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 25, в том числе: добывающих – 16, нагнетательных – две, контрольных – одна, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Фонд скважин для бурения – одна, в том числе: добывающих – одна.

Количество боковых стволов – шесть (добывающих – шесть).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – две добывающие (обе при бурении БС).

Радиальное бурение – две скв./опер.

Проведение ГТМ: РИР (одна скв./опер.)

Накопленная добыча нефти – 1696 тыс. т.

Достижение КИН – 0,546, Квт – 0,617, Кохв – 0,885.

Плотность сетки – 9,4 га/св.

Объект С2b (Бш)

Базовый вариант – разработка объекта действующим фондом скважин с применением очагового заводнения. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 14, в том числе: добывающих – 11, нагнетательных – три.

Накопленная добыча нефти – 507 тыс. т.

Достижение КИН – 0,284, Квт – 0,500, Кохв – 0,568.

Плотность сетки – 26,8 га/св.

Вариант 1 - предусматривает продолжение разработки объекта действующим фондом с уплотнением сетки за счет бурения новых скважин, бурения БС, переводов с других объектов. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.				
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док

						2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							30
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Общий фонд скважин – 29, в том числе: добывающих – 23, нагнетательных – шесть.

Фонд скважин для бурения – 10, в том числе: добывающих – девять (шесть СМД), нагнетательных – одна (СМД).

Количество боковых стволов – один (добывающих – один).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – пять (добывающих – три в т.ч. одна при бурении БС, нагнетательных – две).

Смена проектного назначения (перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд) – одна.

Накопленная добыча нефти – 625 тыс. т.

Достижение КИН – 0,350, Квт – 0,500, Кохв – 0,700.

Плотность сетки – 15,1 га/скв.

Вариант 2 (предлагаемый к реализации) - предусматривает продолжение разработки объекта действующим фондом скважин при водонапорном режиме с оптимизацией объемов бурения и переводов скважин при увеличении объемов проведения ГТМ. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 29, в том числе: добывающих – 23, нагнетательных – шесть.

Фонд скважин для бурения – семь, в том числе: добывающих – шесть (пять СМД), нагнетательных – одна (СМД).

Количество боковых стволов – один (добывающих – один).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – восемь (добывающих – шесть, в т.ч. одна при бурении БС, нагнетательных – две).

Смена проектного назначения (перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд) – одна.

Радиальное бурение – две скв./опер.

ГРП – одна скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 625 тыс. т.

Достижение КИН – 0,350, Квт – 0,500, Кохв – 0,700.

Плотность сетки – 14,2 га/скв.

Вариант 3 – предусматривает уплотнение сетки скважин относительно варианта 2 за счет увеличения объемов бурения боковых стволов и количества переводов скважин с других объектов. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 29, в том числе: добывающих – 23, нагнетательных – шесть.

Фонд скважин для бурения – семь, в том числе: добывающих – шесть (пять СМД), нагнетательных – одна (СМД).

Количество боковых стволов – четыре (добывающих – четыре).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – восемь (добывающих – шесть, в т.ч. одна при бурении БС, нагнетательных – две).

Смена проектного назначения (перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд) – одна.

Радиальное бурение – пять скв./опер.

ГРП – одна скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 635 тыс. т.

Достижение КИН – 0,356, Квт – 0,500, Кохв – 0,712.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							31

Плотность сетки – 12,5 га/скв.

Объект С2вр (В3)

Базовый вариант – разработка объекта действующим фондом скважин с применением очагового заводнения. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 175-475 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 10, в том числе: добывающих – семь, нагнетательных – три.

Накопленная добыча нефти – 39 тыс.т.

Достижение КИН – 0,224, Квт – 0,596, Кохв – 0,376.

Плотность сетки – 9,9 га/скв.

Вариант 1 (предлагаемый к реализации) - предусматривает продолжение разработки объекта действующим фондом с уплотнением сетки за счет переводов с других объектов с внедрением оборудования для ОРД и ОРЗ. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 175-475 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 11, в том числе: добывающих – восемь, нагнетательных – три.

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – одна (добывающих – одна).

Накопленная добыча нефти – 43 тыс. т.

Достижение КИН – 0,249, Квт – 0,596, Кохв – 0,418.

Плотность сетки – 9,0 га/скв.

Вариант 2 - предусматривает уплотнение сетки скважин относительно варианта 1 за счет увеличения числа переводов скважин. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 175-475 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 13, в том числе: добывающих – 10, нагнетательных – три.

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – три (добывающих – три, из них два приобщения к Бш с ОРД).

Радиальное бурение – одна скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 44 тыс. т.

Достижение КИН – 0,256, Квт – 0,596, Кохв – 0,430.

Плотность сетки – 7,3 га/скв.

В целом по месторождению предлагаемый к реализации вариант разработки включает в себя сумму вторых вариантов по объектам С1т (Т0+Т1), С1тl (Тл2-б+Тл2-а), С2б (Бш) и первого варианта по объекту С2вр (В3).

Общий фонд скважин – 59, в том числе: добывающих – 42, нагнетательных – девять, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Применение оборудования ОРД в 10 добывающих скважинах, ОРЗ в четырех нагнетательных.

Количество боковых стволов – 15 (добывающих – 15).

Накопленная добыча нефти – 3181 тыс. т.

Достижение КИН – 0,446.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							32

В пределах лицензионного участка ПЕМ 12412 НЭ:

Общий фонд скважин (запасы категорий АВ1) всего – 43, в том числе: добывающих – 32, нагнетательных – шесть, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – две.

Фонд скважин для бурения – три, в том числе: добывающих – три.

Количество боковых стволов – 11 (добывающих – 11).

Внедрение технологии ОРД в восьми скважинах.

Внедрение технологии ОРЗ в трех скважинах.

Накопленная добыча нефти – 2 308 тыс.т.

Достижение КИН – 0,439 (запасы категорий АВ1).

В пределах лицензионного участка ПЕМ 12417 НР:

Общий фонд скважин (запасы категорий АВ1) всего – 16, в том числе: добывающих – 10, нагнетательных – три, ликвидированных – три.

Фонд скважин для бурения – четыре, в том числе: добывающих – три (в т.ч. одна ОРД), нагнетательных – одна.

Количество боковых стволов – четыре (добывающих – четыре).

Внедрение технологии ОРД в двух скважинах.

Внедрение технологии ОРЗ в одной скважине.

Накопленная добыча нефти – 873 тыс.т, коэффициент извлечения – 0,468 (запасы категорий АВ1).

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

VIII. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

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

Экономическая оценка проведена при условии реализации 50% нефти на внешнем рынке по цене 56,92 долл./барр. при курсе доллара США 75,19 руб./долл., 50% на внутреннем рынке по цене (с НДС) 29659,03 руб./т в 2021 году.

Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат по НГДО за 2020 год.

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

Утвержденный коэффициент извлечения УВС (0,446) за проектный период достигается в рекомендуемом суммарном варианте (0,446), дисконтированный доход за проектный период (при норме дисконта 10%) в суммарном рекомендуемом варианте равен 2349,08 млн руб.

Разработка Бугровского месторождения в целом при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя. Чистый дисконтированный доход (при норме дисконта 10%) за проектный период составляет 2349,08 млн руб., индекс доходности затрат равен 1,25.

Основные технико-экономические показатели разработки по объектам и месторождению в целом представлены в **таблице 7**.

Обоснование прогноза добычи нефти и объёмов буровых работ по месторождению в целом и эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 8.1-8.13**.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док

						2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							33

IX. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

С целью контроля за выработкой запасов нефти эксплуатационных объектов месторождения проводился промыслово-геофизический контроль при помощи геофизических методов: термометрия, расходомерия, термокондуктивная индикация притока, барометрия, влагометрия, резистивиметрия, а также для привязки к разрезу гамма-метод и локатор муфт.

За проектный период промыслово-геофизические исследования по определению профиля притока и источника обводнения проведены в семи добывающих скважинах, исследования по определению профиля приёмистости проведены в пяти нагнетательных скважинах. По результатам проведенных исследований определены параметры выработки пластов, источники обводнения скважин.

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

Для доразведки месторождения рекомендуется: при бурении проектных скважин отобрать керн из продуктивных интервалов, изучить фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, а также определить остаточную нефтенасыщенность; продолжить отбор и изучение состава и физико-химических свойств пластовой жидкости и флюидов.

Уточнение геологического строения залежей и категоричности запасов нефти будет осуществляться бурением скважин эксплуатационного фонда.

С целью контроля за выработкой запасов нефти планируется проведение промыслово-геофизических исследований с применением следующих методов: термометрия, расходомерия, термокондуктивная индикация притока, барометрия, влагометрия, резистивиметрия, а также для привязки к разрезу гамма-метод и локатор муфт. Для уточнения параметров пластовых флюидов планируется провести отбор глубинных проб в новых скважинах по три пробы из скважины.

Программа исследовательских работ и доразведки представлена в **таблице 9**.

X. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В качестве источника водоснабжения системы ППД на Бугровском месторождении используется пластовые воды тульско-бобриковского терригенного водоносного комплекса из водозаборной скважины.

Обоснование прогноза добычи воды приведено в **таблице 8.14**.

XI. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, рекомендуемый в данной работе, составлен с учетом действующих нормативных актов РФ, правил и ограничений по природопользованию.

В работе предусмотрены мероприятия по охране недр при бурении, эксплуатации, консервации и ликвидации скважин.

При бурении скважин и боковых стволов при КРС предусматриваются мероприятия по сохранению природных характеристик призабойной зоны скважины в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта.

В процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин основные

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист 34
------	-------	------	-------	-------	------	-------------------------	------------

мероприятия планируется провести с целью проверки целостности колонны, цементного кольца, установления зон утечек и поступления посторонних вод и осуществления ремонтно-изоляционных работ по восстановлению качества крепи.

Консервацию и ликвидацию скважин предусмотрено проводить в строгом соответствии с действующими инструкциями, что обеспечит по ликвидируемым скважинам недопущение утечек остатков нефти и пластовой воды в другие горизонты разреза, а по консервируемым - возможность их повторного ввода в эксплуатацию.

Предусматривается проведение мониторинга за состоянием окружающей среды.

Предусмотренный комплекс мероприятий по охране недр обеспечит достаточный уровень охраны недр от негативного воздействия планируемой разработки месторождения в пределах ЛУ ПЕМ 12412 НЭ, ЛУ ПЕМ 12417 НР ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

ХП. 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 рекомендовано: организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации № 2168 от 18.12.2020 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».

В обсуждении приняли участие: Дубков И.Б., Тулубаев Д.А., Растрогин А.Е., Шешуков Е.Е., Шаповалов А.Е., Завьялов А.С.

ЦКР Роснедр по УВС (Северо-Западная нефтегазовая секция) ОТМЕЧАЕТ:

1. На работу получена справка (от 18.11.2021 г.) об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов углеводородов Бугровского нефтяного месторождения.

2. Имеется заключение Минэнерго РФ, в котором проектный документ согласовывается в авторском варианте (письмо № 09-4857 от 01.12.2021) (приложение 1).

3. Извлекаемые запасы, обоснованные в проектом документе «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского месторождения», прошли государственную экспертизу. Получено сводное экспертное заключение комиссии ЭЗ № 42-21 оп-пд (С.-П.ф.) от 14.12.2021 г., утвержденное протоколом Роснедра от 20.12.2021 № 03-18/1308-пр.

4. Цель работы – уточнение проектных уровней добычи нефти с учетом текущего состояния разработки, изменений геологического строения и запасов углеводородов по результатам эксплуатационного бурения (2019 г.).

5. Изученность месторождения удовлетворительная. ФЕС коллекторов изучены по керновым исследованиям, данным ГИС и ГДИ. Экспериментальные

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							35

1.9.3. Фонд скважин для бурения – четыре, в том числе: добывающих – три (одна ОРД, две СМД), нагнетательных – одна (СМД).

1.9.4. Количество боковых стволов – четыре (добывающих – четыре).

1.9.5. Внедрение технологии ОРД в двух скважинах.

1.9.6. Внедрение технологии ОРЗ в одной скважине.

1.10. Достижение КИН для запасов категорий **АВ1** – 0,468, в том числе по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t (T0+T1)	0,563	0,711	0,400
C1tl (Тл2-б+Тл2-а)	0,617	0,880	0,543
C2b (Бш)	0,500	0,700	0,350

1.10. Накопленная добыча нефти – 874 тыс.т.

1.11. Достижение КИН – 0,468 (запасы категорий **АВ1**).

2. Согласовать программы: ГТМ (таблица 5), исследовательских работ и доразведки (таблица 9) и работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10).

3. «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:

3.1. Выполнить программы ГТМ и МУП (таблица 5), исследовательских работ и доразведки (таблица 9), работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10) в полном объеме и в установленные сроки.

3.2. Уточнить трёхмерные геологические и фильтрационные модели объектов разработки с учётом новой геолого-геофизической информации, полученной в соответствии с выполненной программой исследовательских работ и геолого-промысловым анализом разработки.

3.3. Обеспечить проведение современных промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти, текущей насыщенностью, характером обводнения пласта и энергетическим состоянием залежи.

3.4. Обеспечить научное сопровождение разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края.

Присутствовало: 7 членов Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

Итоги голосования: за - единогласно

Руководитель
Северо-Западной
нефтегазовой секции ЦКР
Роснедр по УВС



И.Б. Дубков

Секретарь
Северо-Западной
нефтегазовой секции ЦКР
Роснедр по УВС



Д.А. Тулубаев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							38

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Бугровского месторождения

№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размерность	C11 (Г1+Г0)	C11 (Г12-6)	C11 (Г12-а) вен. залежь	C11 (Г12-а) р-н скв.318	C11 (Г12-6+Г12-а)	C2b (Вн)	C2vr (В3)
			4	5	6	7	8	9	10
1	Средняя глубина залегания кровли	м	1633,9	1590,2	1562,7	1602,8	1582,9	1305,7	1279,9
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-1408	-1371,5-1376	-1357	-1359,3	-1371,5-1376	-1085	-1044,5
3	Абсолютная отметка ГНК	м							
4	Абсолютная отметка ГВК	м							
5	Тип залежи		пластовые сводовые	пластовая сводовая литологич. экран	пластовая сводовая, подстилаемая водой	пластовая сводовая литологич. экран			
6	Тип коллектора		карбонатный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный
7	Площадь нефтеносности	тыс. м ²	2055	4600	1562	663	4600	4831	985
8	Средняя общая толщина	м	28,0	9,7	4,3	4,8	13,7	51,5	4,6
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	5,2	3,5	1,0	1,8	3,9	3,4	1,8
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м							
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м							
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,16	0,22	0,20	0,20	0,22	0,16	0,16
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,90	0,87	0,78	0,92	0,87	0,81	0,74
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.							
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.							
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.							
17	Проницаемость	мкм ²	32,5	308,9	138,7	177,8	263,3	57,9	20,3
18	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,48	0,43	0,24	0,45	0,38	0,27	0,48
19	Расчлененность	ед.	5,6	2,8	1,1	2,2	3,9	15,5	2,0
20	Начальная пластовая температура	°С	11,9	31,2	31,0	31,0		25,7	25,0
21	Начальное пластовое давление	МПа	16,6	16,2	16,1	16,1		12,8	12,3
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	37,08	19,28	19,28	19,28	19,28	7,91	7,91
23	Плотность нефти в пластовых условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,914	0,887	0,887	0,887	0,887	0,856	0,856
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,926	0,895	0,895	0,895	0,895	0,871	0,871
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,021	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022
26	Содержание серы в нефти	%	3,99	2,94	2,94	2,94	2,94	2,10	2,98
27	Содержание парафина в нефти	%	4,35	3,43	3,43	3,43	3,43	5,29	4,49
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	8,9	9,7	9,7	9,7	9,7	5,1	5,1
29	Газосодержание	м ³ /т	6,6	11,1	11,1	11,1	11,1	10,3	10,3
30	Давление начала конденсации	МПа							
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³							
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с							
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе (C5+)	г/м ³							
34	Содержание сероводорода	%							
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с							
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³							
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.							
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,41	1,44	1,44	1,44	1,44	1,60	1,53
39	Плотность воды в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	1,166	1,171	1,171	1,171	1,171	1,171	1,15
40	Коэффициент сжимаемости	1/МПа*10 ⁻⁴							
41	нефти		3,07	11,95	12,23	12,23	12,09	7,46	8,03
42	воды		3,73	2,75	2,75	2,75	2,75	2,84	3,07
43	породы		1,45	2,71	2,71	2,71	2,71	2,4	1,6
44	Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.	0,563	0,622	0,548	0,625	0,617	0,500	0,596
45	Коэффициент вытеснения нефти газом	доли ед.							
46	Удельный коэффициент продуктивности по нефти	м ³ /(сут*МПа*м)	4,4	23,7	3,8	3,8		2,6	0,9
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:								
48		А МПа ² /(тыс.м ³ /сут)							
49		В МПа ² /(тыс.м ³ /сут)							

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. №

Приложение В Лицензии



ЛИЦЕНЗИЯ
на право пользования недрами

П Е М
серия

1 2 4 1 2
номер

Н Э
вид лицензии

Выдана Обществу с ограниченной ответственностью
(субъект предпринимательской деятельности, получивший)
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ
данную лицензию)

в лице Генерального директора
(Ф.И.О. лица, представляющего субъект предпринимательской деятельности)
Кобякова Николая Ивановича

с целевым назначением и видами работ на разработку Бугровского
нефтяного месторождения Ножовской группы

Участок недр расположен в административных границах Чагинского
(наименование населенного пункта,
района Пермской области
района, области, края, республики)

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

Право на пользование земельными участками получено от _____
(наименование органа, выданного разрешение, номер постановления, дата)

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

Участок недр имеет статус горного отвода, ограниченного по глубине 1610 м.
(геологического или горного отвода)

Срок окончания действия лицензии 19 апреля 2014 года
(число, месяц, год)



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH

Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы:

1. Условия пользования недрами при разработке Бугровского нефтяного месторождения Ножовской группы - 5 л.
2. Краткая характеристика месторождения - 1л.
3. Топографический план лицензионного участка с указанием географических координат угловых точек - 1 л.
4. Совместное постановление МПР России и Администрации Пермской области о переоформлении лицензий на право пользования недрами - 1л.
5. Свидетельство о государственной регистрации ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" - 1 л.

Уполномоченный представитель
Министерства природных ресурсов
Российской Федерации

Садовник

Петр Васильевич

Подпись, имя, отчество

Подпись, дата 22.05.04

М.П.



Уполномоченный представитель
органа государственной власти
субъекта Российской Федерации

Середин

Валерий Викторович

Подпись, имя, отчество

Подпись, дата 13.05.04

М.П.



Руководитель предприятия, получающего лицензию

Кобяков

Николай Иванович

Подпись, имя, отчество

Подпись, дата

13.05.2004г.

М.П.



Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH

ИЗМЕНЕНИЯ
к лицензии на право пользования недрами ПЕМ 12412 НЭ

Департаментом по недропользованию по Приволжскому федеральному округу, в лице заместителя начальника Белокопя А.В., действующего на основании приказа Департамента по недропользованию по Приволжскому федеральному округу от 03.04.2014 № 248-пр, в соответствии с приказом Федерального агентства по недропользованию от 01.12.2016 № 695 принято решение актуализировать лицензию на пользование недрами ПЕМ 12412 НЭ и внести в нее следующие изменения (далее - Изменения):

I. Внести изменения в бланк лицензии на пользование недрами ПЕМ 12412 НЭ и ее неотъемлемые составные части, изложив их в редакции в соответствии с приложениями на 16 листах:

«Выдана ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
(субъект предпринимательской деятельности, получивший данную лицензию)

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

Кобякова Николая Ивановича
с целевым назначением и видами работ для разведки и добычи
полезных ископаемых

Участок недр расположен в Частинском районе
(название населенного пункта,

Пермской области
района, области, края, республики)

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

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

Дата окончания действия лицензии 31 декабря 2039 года
(число, месяц, год)

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

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

1. Условия пользования недрами на 7 л.;
2. Копия решения, являющегося основанием предоставления лицензии, в соответствии со статьей 10¹ Закона Российской Федерации «О недрах» на 1 л.;
3. Схема расположения участка недр на 2 л.;
4. Копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица на 1 л.;
5. Копия свидетельства о постановке пользователя недр на налоговый учет на 1 л.;
6. Документ на 2 л., содержащий сведения об участке недр, отражающие:
 - местоположение участка недр в административно-территориальном отношении с указанием границ особо охраняемых природных территорий, а также участков ограниченного и запрещенного землепользования с отражением их на схеме расположения участка недр;
 - геологическую характеристику участка недр с указанием наличия месторождений (залелей) полезных ископаемых и запасов (ресурсов) по ним;
 - обзор работ, проведенных ранее на участке недр, наличие на участке недр горных выработок, скважин и иных объектов, которые могут быть использованы при работе на этом участке;
 - сведения о добытых полезных ископаемых за период пользования участком недр (если ранее производилась добыча полезных ископаемых);
 - наличие других пользователей недр в границах данного участка недр;
7. Перечисление предыдущих пользователей данным участком недр (если ранее участок недр находился в пользовании) с указанием оснований, сроков предоставления (перехода права) участка недр в пользование и прекращения действия лицензии на пользование этим участком недр (указывается при переоформлении лицензии), на 1 л.;
8. Краткая справка о пользователе недр, содержащая юридический адрес пользователя недр, банковские реквизиты, контактные телефоны, на 1 л.;
9. Иные приложения - _____
(наименование документа, количество страниц)

».

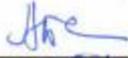
II. Признать утратившими силу с даты государственной регистрации настоящих Изменений все ранее оформленные приложения и дополнения к лицензии ПЕМ 12412 НЭ, за исключением действующих горноотводных актов, являющихся неотъемлемой составной частью лицензии ПЕМ 12412 НЭ.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

III. Настоящие Изменения являются неотъемлемой составной частью лицензии ПЕМ 12412 НЭ и вступают в силу с даты их государственной регистрации в установленном порядке.

Заместитель начальника
 Департамента по недропользованию
 по Приволжскому федеральному округу


 « 20 » декабря 2016 г. А.В. Белоконов
 МП 

С изменениями и дополнениями в лицензию ПЕМ 12412 НЭ согласен,


 Должность, Ф.И.О. и подпись лица, представляющего ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
 « 12 » 01 2017 г. 

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH	Лист
							44

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулиро- ванных				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-PZ1.TCH					
Лист					
45					

Лист
45