

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

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения  
(модуль № 138)» Куст № 330.»**

**Проектная документация**

**Раздел 1 Пояснительная записка**

**Часть 1 Строительство скважин**

**2021/354/ДС38-PD- PZ1**

**Том 1.1**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**2022**

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 Ножовского месторождения  
(модуль № 138)» Куст № 330.»**

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

Часть 1 Строительство скважин

2021/354/ДС38-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.

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

ИНР № по плт	Взам инр





## 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 .....	13
10	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований .....	13
11	Технико-экономические показатели .....	14
12	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий.....	14
13	Количество рабочих мест и численность работающих .....	14
14	Сведения о компьютерных программах .....	16
15	Выделение этапов строительства .....	16
16	Сведения о предполагаемых затратах демонтажа. ....	16
17	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений.....	17
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	18
	Приложение А Задание на проектирование .....	19
	Приложение Б Протокол ЦКР.....	25
	Приложение В Лицензии.....	45
	Таблица регистрации изменений.....	48

Взам. инв. №							
	Подп. и дата						
Инв. № подл.	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH						
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.		
	Разработал	Спешилова			09.2022		
	Проверил	Кустов			09.2022		
	Н.контр.	Крапивина			09.2022		
ТОМ 1.1 РАЗДЕЛ 1 ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА ЧАСТЬ 1 СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ					Стадия	Лист	Листов
					П	1	56
					ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		

## 1 Основание для разработки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации является:

1. Задание на проектирование ««Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (2022-2025гг)» утвержденное Первый Зам. Генерального директора – Главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И.Мазеин, 2021г.

2. Задание на проектирование ««Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (2022-2025гг)», утвержденное Зам. Генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В.А.Яценко, 2021г.

## 2 Исходные данные и условия для проектирования

При разработке проектной документации использовались отчеты инженерных изысканий «Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138). Куст №330», выполненные по договору №21z2100/2021/354/ДС38-0001 от 19.05.2022г. 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/ДС38-ИГДИ1, Часть 1. Текстовая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Том 1.2, 2021/354/ДС38-ИГДИ2.1, Часть 2. Графическая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий. Том 2, 2021/354/ДС38-ИГИ1, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий. Том 3, 2021/354/ДС38-ИГМИ, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий. Том 4, 2021/354/ДС38-ИЭИ, 2022г.

-Технический отчет по результатам поиска и разведки подземных вод для целей водоснабжения Том 5, 2021/354/ДС38-ПРПВ, 2022г.

Проектная документация выполнена на строительство 3 эксплуатационных наклонно-направленных скважин малого диаметра на кустовой площадке №330, Ножовского месторождения в соответствии со следующими документами:

1. «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского месторождения», утвержденная протоколом ЦКР Роснедра №502 от 24.12.2018г.

2. Задание на проектирование ««Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (2022-2025гг)» утвержденное Первый Зам. Генерального директора – Главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И.Мазеин, 2021г.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

3. Задание на проектирование ««Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (2022-2025гг)», утвержденное Зам. Генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В.А.Яценко, 2021г.

4. Лицензия на право пользования недрами с целью поисков, разведки и добычи нефти и газа на Ножовском лицензионном участке ПЕМ 12417 НР 31.05.2004 – 31.12.2025 г.г.

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 3 наклонно-направленных скважин малого диаметра на кустовой площадке №330, Ножовского месторождения.

Назначение скважин – эксплуатация.

-участок ведения буровых работ – Ножовское месторождение;

-фонд скважин –3 шт.

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

						2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		3

Таблица 1.1– Номера скважин, строящихся по данному проекту

Месторождение (площадь, купол)	Продуктивный пласт	Номера скважин куста	Назначение скважин
1	2	3	4
Ножовское	C1t (T0+T1)	Куст № 330	
		№ 330*	Поисково-оценочная
		№№ 331, 332, 333	Эксплуатационные

Примечание. \*Скважина №330 пробурена по отдельному проекту “Строительство поисково-оценочной скважины №330 Полымской площади” в 2020 году.

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 изысканий подвергалась значительному влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов (трубопроводы, ВЛ, промышленные дороги, сооружения). В районе изысканий наблюдаются карстовые проявления.

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.

Наличие помещений с постоянным пребыванием людей:

-помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют;

Уровень ответственности:

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

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



#### 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 45,6 м<sup>3</sup>/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:

от ВЛ-10кВ фидер №6 ПС 110/6кВ «Стрелка»;

АД-200-1 шт. (аварийная).

–на период испытания:

от ВЛ-10кВ фидер №6 ПС 110/6кВ «Стрелка»;

АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-236НЕ2.3);

АД-200-1 шт. (аварийная).

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

Оборудование устьев эксплуатационных скважин заземлено путем присоединения к обсадным колоннам. Все опоры ВЛ 6кВ заземляются.

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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							5

### 5 Данные о проектной мощности объекта строительства

Проектной документацией предусматривается строительство эксплуатационных скважин, проектная глубина которых составляет:  
по вертикали – 1568м,  
по стволу -1629м.

### 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 существующего водовода на УППН «Суханово». Контроль качества воды ведется организацией-водопользователем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-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
<b>Водоснабжение:</b>			
На период строительства водозаборной скважины	Подвоз воды автомобильным транспортом	10	из существующего водовода на УППН "Суханово"
на период строительства скважины (монтаж БУ, бурение, крепление, освоение) - для технических нужд	Водозаборная скважина,	0,1	<b>куст №608 - Н=54,0м, Д=168мм (Q=129,6м³/сут)</b> <b>куст №613 - Н=60,0м, Д=168мм (Q=144,24м³/сут)</b>
- для хоз - бытовых и питьевых нужд	Водовод, подвоз воды автомобильным транспортом	10	из существующего водовода на УППН "Суханово", АКБ «Суханово» (столовая)
<b>Электроснабжение:</b>			
- 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) <b>Куст №330</b> подключение от ВЛ-10кВ фидера №6 ПС 110/6 кВ "Стрелка" (электроснабжение дополнительного оборудования) АД-200-1 шт. (резервная)
- на период испытания:	Уральская энергосистема, ДВС	0,1	<b>Куст №330</b> подключение от ВЛ-10кВ фидера №6 ПС 110/6 кВ "Стрелка" (электроснабжение дополнительного оборудования) АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-236НЕ2.3) 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.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист 7
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------	-----------

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

Строительство эксплуатационных скважин предусматривается по безамбарной технологии. Отработанный буровой раствор в количестве 19,77м<sup>3</sup>/сут. и буровой шлам в количестве 15,9м<sup>3</sup>/сут. собирают в емкости (шламоприемники) по 4м<sup>3</sup> – 6шт. (в т.ч. 3шт. в резерве). По мере заполнения, отходы вывозятся на полигон (том 7.1.1, 22z2050/1-PD-OOS1.1.ТЧ).

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

После завершения строительства каналы и котлованы ликвидируются.

Производственные сточные воды, образующиеся при гидроиспытании обсадных колонн, сбрасываются в емкость объемом 50м<sup>3</sup> 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 строительно-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);

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							8

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

–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).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
								9
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

## 9 Сведения о категории земель

Сведения о категории земель отражены в Томе 7.3 22z2050/1-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
<b>Всего по проекту</b>	<b>20,5783</b>	<b>3,5094</b>

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.

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

В проекте не применялись изобретения и патентные исследования.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							10

## 11 Техничко-экономические показатели

Месторождение (площадь)	Ножовское
Цель бурения	эксплуатационное
Назначение скважин	Эксплуатационные
Базисный проектный горизонт	Турнейский ярус (C <sub>1t</sub> )
Проектные продуктивные горизонты	Турнейский ярус (C <sub>1t</sub> )
Проектная глубина, м по вертикали	1568
Проектная длина, м по стволу	1629
Вид скважин	наклонно-направленные
Тип буровой установки	АРБ-100
Проектная скорость бурения, м/ст. мес.	1-1855; 2,3- 2476
Количество скважин, шт.	3
Общая продолжительность строительства (бурения) скважины, сут.	1-49,6; 2; 3-40,9
Сметная стоимость с НДС бурения 3 скважин, (в тек. ценах) руб.	<b>145613439</b>

Указаны значения:

1 -для наклонно-направленных скважин с отбором керна, повторный монтаж, первая в кусте, добывающая;

2 - для наклонно-направленных скважин без отбора керна, передвижка, последующая в кусте, добывающая;

3- для наклонно-направленных скважин без отбора керна, последняя в кусте, добывающая.

## 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.);

– буровая бригада составляет 22 человека (вахта 11 чел.), в том числе: буровой мастер, помощник бурового мастера, технолог, бурильщики 5 разряда, первые помощники бурильщика 4 разряда, вторые помощники бурильщика 4 разряда, третьи помощники бурильщиков 3 разряда, слесари по обслуживанию бурового оборудования 4 разряда, электромонтеры по обслуживанию

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

электрооборудования 4 разряда, слесари по обслуживанию котельной 3 разряда, бульдозерист, тракторист.

– бригада по испытанию – 12 человек (вахта 6 чел.).

*Режим работы вахт:*

– вышкомонтажная вахта – 3-х звенная по 8 часов со сменой звена через 7 дней;

– буровая вахта работает в 3 смены по 8 часов с пересменкой через 7 дней;

– вахта по испытанию работает в 3 смены по 8 часов с пересменкой через 7 дней.

Ежесменная численность вахт по этапам работ:

– вышкомонтажная бригада – 5 человек;

– буровая бригада - 6 человек;

– бригада по испытанию - 3 человек.

Этапы работ:

1 этап – вышкомонтажные работы;

2 этап – бурение и крепление скважины;

3 этап – освоение и испытание скважины.

При строительстве скважины одновременно на площадке строительства (буровой) находится только одна бригада, участвующая на определенном этапе строительства.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
								12
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			



## 14 Сведения о компьютерных программах

При разработке данного проекта использовались программные продукты: ПК "Инженерные расчеты строительства скважин" программное обеспечение компании ООО «Бурсофтпроект» (проектирование профиля, гидравлические расчеты промывки скважин, цементирования, моделирование осевых нагрузок и моментов бурильной и обсадных колонн).

## 15 Выделение этапов строительства

Проектной документацией предусматривается строительство скважин на кустовой площадке №330 Ножовского месторождения в 1 этап.

## 16 Сведения о предполагаемых затратах демонтажа.

Снос зданий и сооружений, перенос инженерно-технического обеспечения проектом не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
								13
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

**17 Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений.**

№ п/п	Наименование материала
1	2
1	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ / ВСН 39-86.
2	Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 13.04.2010) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию".
3	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за №61888).
4	Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ / РД 39-0148052-537-87, Дополнения к макету.
5	Рекомендации по разработке проектно-сметной документации при строительстве скважин. Ассоциация буровых подрядчиков (лицензия Госгортехнадзора России №0-2001/4198 от 21.03.96г).
6	Справочник инженера по бурению. – М.: Недра, 1993.

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

							2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
								14
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

## ПРИЛОЖЕНИЯ

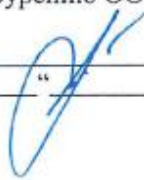
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		15

## Приложение А Задание на проектирование

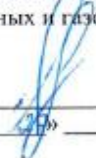
УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора  
по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

  
\_\_\_\_\_ В.А. Яценко  
« \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г

**ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ  
«СТРОИТЕЛЬСТВО И ОБУСТРОЙСТВО СКВАЖИН  
НОЖОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(2022-2025 гг.)»**

Начальник Управления разработки  
нефтяных и газовых месторождений

  
\_\_\_\_\_ Е.В. Филиппов  
« \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г

Начальник Управления по бурению

  
\_\_\_\_\_ И.В. Шерстнев  
« \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г

Пермь, 2021

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH

Лист

16

Направление проектирования	Требования Заказчика
1. Наименование месторождения (площади).	Ножовское месторождение
2. Государство, область, район	Российская Федерация, Пермский край
3. Номер нефтерайона	17А
4. Основание для проектирования	Инвестиционная программа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022-2024 гг.
5. Цель бурения	Эксплуатационное
6. Назначение скважин	Эксплуатационные
7. Проектный эксплуатационный горизонт	Башкирский ярус (Бш), Турнейский ярус (Т).
8. Проектный базисный горизонт	Башкирский ярус (Бш), Турнейский ярус (Т).
9. Номера скважин, строящихся по данному проекту	<b>Скважины малого диаметра</b> <b>Куст № 330:</b> скв. № 333, 332, 331 – добывающие наклонно – направленные. Данные по назначению и типам скважин приведены в приложении 1.
10. Геолого-техническая информация.	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 30-40 м.
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; «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 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.

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

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

2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH

Лист

17



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. Предусмотреть блок дополнительных ёмкостей, необходимого объема, для обеспечения сохранения и повторного использования применяемых типов бурового раствора.
24. Водоснабжение.	Водозаборная скважина. Для питьевого водоснабжения предусмотреть подвоз воды из разводящей сети АКБ «ЦДНГ» 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», утвержденных приказом Ростехнадзора РФ 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 карбонатных коллекторов. 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 в 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	Разработать в соответствии с действующим законодательством и нормативными актами РФ, а также с

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

предупреждению чрезвычайных ситуаций.	учетом нормативных актов ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
39. Разработка инженерного обеспечения строительства скважин.	Инженерное обеспечение строительства скважин и схема 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.11 в. 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	Электрокотел.
45. Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих	Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих бурение уточняются по результатам тендера.

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

бурение	
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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH

Лист

20



ПРИЛОЖЕНИЕ №1

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

Дата: 23.07.2021

**Технические условия к проектированию объекта "Строительство объектов обустройства скважин Ножовского месторождения (2022-2025гг.)"**

№ п/п	Месторождение	Площадь	№ куста	Номер скважины	Пласт	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м <sup>3</sup> /сут	Примечание
1	Ножовское	Западно-Ножовская	330	330	бш	добывающая	15	22,3	разведочная
2	Ножовское	Западно-Ножовская	330	333	т	добывающая	12	15,0	СМД (НН)
3	Ножовское	Западно-Ножовская	330	332	т	добывающая	12	15,0	СМД (НН)
4	Ножовское	Западно-Ножовская	330	331	т	добывающая	12	15,0	СМД (НН)
	<b>Итого:</b>			<b>4</b>			<b>51</b>	<b>67,3</b>	

Основание для проектирования:  
 Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2022-2024 гг.  
 СМД (НН) - скважина малого диаметра (наклонно-направленная)

Начальник ОМРНГМ



В.Г.Пермяков

Илкбахар К.М.  
 56519

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH

Лист

21

**Приложение Б Протокол ЦКР**



**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ  
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  
« 26 » 12 2012 г.



**ПРОТОКОЛ  
заседания**

**Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС**

№ 502 от 24.12.2018 г.

г. Казань

**«Дополнение к технологической схеме разработки  
Ножовского нефтяного месторождения»  
(ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»)**

**Присутствовали:**

- Гатиятуллин Н.С. – руководитель Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС
- Волков Ю.В. – заместитель руководителя Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС
- Мухаметшин Р.Н. – заместитель руководителя Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС
- Бакиров А.И. – секретарь Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

**Члены ТНС ЦКР Роснедр по УВС:** Мутыгуллин Р.Х., Лукьянова Р.Г., Бакиров И.М., Зайнуллин И.Г., Закиров Р.Х., Уразильдеева Ф.Р., Сабиров Р.К., Саенко А.Г., Ханнанов Р.Г.

**Приглашенные:**

- от ОАО «Саратовнефтегаз»: Мезиков С.Е.
- от ТатНИПИнефть: Яртыев А.Ф., Туйчин Д.Р., Нуриева Н.С., Плаксин Е.К.
- от ПАО «Татнефть»: Харитонов Р.Р., Сайфутдинов М.А.
- от ООО «Нова технолоджиз»: Сапожников А.Е., Вахрушев В.И., Расулева Л.Н.
- от ЗАО «ЦНИП-МНК»: Ахметов А.Р.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							22

СЛУШАЛИ: Бачурина А.Н. – начальника отдела проектирования и мониторинга разработки северной группы месторождений филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми о работе «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского нефтяного месторождения Пермского края».

**I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

В административном отношении Ножовское месторождение расположено в Чагинском районе Пермского края, в 135 км юго-западнее г. Перми.

Лицензия ПЕМ 12401 НЭ от 31.05.2004 г. выдана ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614990 г. Пермь, ул. Ленина д.62, тел. (342) 235-61-01, 235-66-48; факс (342) 235-64-60, 235-68-07) на срок действия до 01.01.2044 г.

Лицензия ПЕМ 12417 НР от 31.05.2004 г. выдана ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на срок действия до 31.12.2025 г.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Первомайское, Змеевское, Падунское, Березовское и Опалихинское.

Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой.

**II. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

В тектоническом отношении Ножовское месторождение по отложениям палеозойской группы расположено в южной части Верхнекамской впадины и приурочено к Ножовскому выступу, расположенному в зоне сочленения Шалымского и Сарамревского прогибов Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП).

В пределах Ножовского месторождения залежи нефти установлены на Восточно-Опалихинском и Ножовском куполах.

Промышленная нефтеносность Ножовского месторождения связана с карбонатными отложениями верейского горизонта С2vг (пласты ВЗВ4), башкирского яруса С2b, турнейского яруса С1t, с терригенными отложениями тульского горизонта С1t1 (пласт Тл2-б), бобриковского горизонта С1bb.

Всего в шести пластах выделено 18 залежей нефти.

**III. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

**Пласт С1t (Т1)** сложен известняками.

Всего установлено три массивных залежей нефти.

К пласту приурочены залежи нефти на Восточно-Опалихинском и Ножовском куполах.

*В пределах Восточно-Опалихинского купола* выделена одна массивная залежь нефти размером 1,0 x 1,7 км и высотой – 8 м.

Пористость изучена по керну – по 15 определениям из двух скважин и по ГИС – по шести определениям в двух скважин. Проницаемость по керну определялась по 13 образцам из двух скважин, по ГДИ – по одному определению в одной скважине. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - шесть определений в двух скважинах.

*В пределах Ножовского купола* выделены две массивные залежи нефти размерами от 0,8 x 0,9 км до 3,0 x 7,0 км и высотой от 0,8 до 48,3 м.

Пористость изучена по керну – по 232 определениям из девяти скважин и по ГИС – по 101 определению в 27 скважинах. Проницаемость по керну определялась по

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							23

224 образцам из восьми скважин, по ГДИ – по 12 определениям в 12 скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 101 определение в 27 скважинах.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости - по ГДИ.

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (пять определений в трех скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти приняты по девяти представительным глубинным пробам из семи скважин. Свойства поверхностной нефти приняты по девяти качественным пробам, отобранным в 11 скважинах.

Нефть классифицируется как битуминозная, высоковязкая, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

**Пласт С1t(T0)** сложен известняками.

Всего установлено три массивных залежей нефти.

К пласту С1t(T0) приурочены промышленные залежи нефти на Восточно-Опалихинском и Ножовском куполах.

**В пределах Восточно-Опалихинского купола** выделена одна массивная залежь нефти размером 0,9×1,3 км и высотой – 8 м.

Пористость изучена по керну – по одному определению в одной скважине и по ГИС – по двум определениям в двух скважинах. Проницаемость принята по аналогии с пластом С1t(T1). Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - два определения в двух скважинах.

**В пределах Ножовского купола** выделены две массивные залежи нефти размерами от 0,8×0,9 км до 2,4×3,4 км и высотой от 0,8 до 41,6 м.

Пористость изучена по керну - по 11 определениям из трех скважин и по ГИС – по 21 определению в 21 скважине. Проницаемость принята по аналогии с пластом С1t(T1). Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 21 определение в 21 скважине.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости – по ГДИ, по аналогии с пластом С1t (T1).

Физико-химические свойства и состав нефти приняты по восьми представительным глубинным пробам из шести скважин. Свойства поверхностной нефти приняты по восьми качественным пробам, отобранным в десяти скважинах.

Нефть классифицируется как битуминозная, высоковязкая, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

**Пласт С1bб(Бб)** сложен песчаниками мелкозернистыми с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Всего установлено три пластово-сводовые залежи нефти на **Ножовском куполе** размерами от 0,5×1,0 км до 1,1×1,2 км и высотой от 8,8 до 30 м.

Пористость изучена по керну по 82 образцам из трех скважин и по данным ГИС - по 40 определениям в 14 скважинах. Проницаемость по керну определялась по 79 образцам в трех скважинах, по ГДИ - по трем определениям в трех скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 40 определений в 14 скважинах.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости - по ГДИ.

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (пять определений в трех скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по десяти представительным глубинным пробам из трех скважин и по одной качественной поверхностной пробе, отобранной в одной скважине.

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

						2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							24

Нефть битуминозная, повышенной вязкости, высокосмолистая, высокосернистая, парафинистая.

**Пласт С1т (Тл2б)** сложен песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов.

Всего установлено пять залежей нефти.

**В пределах Восточно-Опалихинского купола** выделена одна пластово-сводовая залежь нефти размером 1,0 × 2,0 км и высотой – 6,2 м.

Пористость изучена по керну по трем образцам из одной скважины и по данным ГИС - по трем определениям в двух скважинах. Проницаемость принята по аналогии с пластом Тл2б Ножовского купола. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - три определения из двух скважин.

Всего установлено четыре пластово-сводовых залежи нефти на **Ножовском куполе** размерами от 0,7×1,1 км до 1,9×5,4 км и высотой от 7 до 44,6 м.

Пористость изучена по керну по 52 образцам из шести скважин и по данным ГИС - по 73 определениям в 30 скважинах. Проницаемость по керну определялась по 47 образцам из шести скважин, по ГДИ - по четырем определениям в четырех скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 73 определения в 30 скважинах.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости - по ГДИ.

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (четыре определения в двух скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по десяти представительным глубинным пробам из трех скважин нефти и по одной качественной поверхностной пробе, отобранной в одной скважине.

Нефть битуминозная, повышенной вязкости, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

**Пласт С2б (Бш)** сложен известняками.

Всего установлено две залежи нефти.

**В пределах Восточно-Опалихинского купола** выделена одна массивная залежь нефти размером 1,3×2,6 км и высотой 13,1 м.

Пористость изучена по керну по 16 образцам из двух скважин и по данным ГИС - по семи определениям в двух скважинах. Проницаемость по керну определялась по 16 образцам из двух скважин, по ГДИ - по одному определению в одной скважине. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - семь определений из двух скважин.

**В пределах Ножовского купола** выделена одна массивная залежь нефти размером 1,8×10,0 км и высотой 27,6 м.

Пористость изучена по керну по 60 образцам из пяти скважин и по данным ГИС - по 197 определениям в 46 скважинах. Проницаемость по керну определялась по 60 образцам из пяти скважин, по ГДИ - по двум определениям в двух скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 197 определений из 46 скважин.

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

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (пять определений в четырех скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по 12 глубинным пробам из трех скважин и по трем поверхностным пробам из трех скважинах.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							25

Нефть средняя по плотности, повышенной вязкости, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

**Пласт С2вр (В3)** сложены в основном известняками и аргиллитами с редкими прослоями доломитов.

Всего установлено две залежи нефти.

**В пределах Восточно-Опалихинского купола** выделена одна пластово-сводовая залежь нефти размером 1,0×1,8 км и высотой 6,5 м.

Пористость изучена по керну по 6 образцам из одной скважин и по данным ГИС - по 4 определениям в двух скважинах. Проницаемость по керну определялась по шести образцам из одной скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - четыре определения из двух скважин

**В пределах Ножовского купола** выделена одна массивная залежь нефти размером 1,1×2,7 км и высотой 18,1 м.

Пористость изучена по керну по 26 образцам из трех скважин и по данным ГИС - по 64 определениям в 34 скважинах. Проницаемость по керну определялась по 26 образцам из трех скважин, по ГДИ - по одному определению в одной скважине. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 64 определения из 34 скважин.

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

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (одно определение в трех скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти приняты по аналогии с пластом С2б.

Нефть средняя по плотности, повышенной вязкости, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

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

#### IV. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Впервые запасы нефти подсчитаны в 1969 году (протокол ЦКЗ МНП СССР № 5705 от 13.06.69 г.).

В 2001 году выполнен подсчет запасов нефти Ножовского (протокол ГКЗ МПР РФ №759 от 20.09.2002 г.).

В 2011 году выполнен оперативный пересчет запасов нефти Ножовского месторождения (протокол Роснедра №18/598-пр. от 11.10.2011 г.)

В 2018 г. выполнен подсчет запасов УВС Ножовского месторождения (протокол ГКЗ Роснедра №5651 от 10.12.2018 г.).

Запасы растворенного газа на государственном балансе не числятся.

Работа выполнена на запасы, которые будут поставлены на государственный баланс по состоянию на 01.01.2019 г.

Состояния запасов углеводородов приведено в **таблице 2.**

#### V. ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Всего по месторождению составлено четыре проектных технологических документа:

- 1982 г. - «Технологическая схема разработки Ножовского месторождения» (протокол ЦКР МНП СССР № 981 от 02.06.1982г.).

- 2004 г. - «Технологическая схема разработки Ножовского месторождения», (протокол ЦКР Минэнерго России №3253 от 13.10.2004 г.)

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							26

- 2009 г. - «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Ножовского месторождения нефти» (протокол ЦКР Роснедра по УВС № 4840 от 04.03.2010г.).
- 2012 г.- «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского месторождения» (протокол ЦКР Роснедр по УВС №5498 от 29.11.2012 г.) со следующими основными положениями:
  - выделение четырех объектов разработки: C1t, C1t+C1bb, C2b, C2vt;
  - разработка объекта C2vt возвратным фондом скважин;
  - разработка всех объектов предусматривается с ППД;
  - общий фонд скважин – 125, в т.ч. добывающих – 77 (47ГС), нагнетательных – 34, в консервации – две, ликвидированных – 12;
  - фонд для бурения – 69 скважин, в т.ч. добывающих – 46 (30ГС), нагнетательных - 23;
  - бурение четырех БС, восьми БГС;
  - применение оборудования ОРЭ в пяти скважинах;
  - достижение КИН – 0,294.

**VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ**

Ножовское нефтяное месторождение открыто в 1965 г., в 1999 г. введено в промышленную разработку. По состоянию на 01.01.2018 г. в разработке находятся три: C1t , C1t+C1bb и C2b.

По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении пробурено 69 скважин, из них 25 скважин с горизонтальным окончанием ствола. В добывающем фонде числится 54 скважины, в т.ч. 38 действующих (23 ГС, два БС), две в консервации, 14 ликвидированных. В нагнетательном фонде 15 действующих скважин.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 1661 тыс.т, жидкости – 2210 тыс.т, текущий КИН – 0,067, ВНФ – 0,3. Отобрано 20,4% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции 43%, накопленная закачка воды составила 2660 тыс.м3. Накопленная компенсация отбора – 114,5%.

За 2017 год добыча нефти составила 173 тыс.т, жидкости – 304 тыс.т. Темп отбора от НИЗ – 2,1%. Средний дебит добывающей скважины по нефти 13,2 т/сут, жидкости – 23,2 т/сут. В продуктивные пласты закачано 449,4 тыс.м3 воды. Текущая компенсация отбора закачкой – 147,6%.

В 2013 году фактическая добыча нефти (204,7 тыс.т) по месторождению выше проектной (189,5 тыс.т) на 8%. Фактическая обводненность продукции (21,8%) на 7% выше проектной (20,3%). Закачка воды (354,4 тыс.м3) на 89% выше проектной.

В 2014 году фактическая добыча нефти (230,4 тыс.т) по месторождению выше проектной (200,0 тыс.т) на 15,2%. Фактическая обводненность (18,9%) ниже проектной (23,8%) на 20,4%, что обусловлено рядом мероприятий на добывающем фонде скважин (водоизоляционные работы, отключение обводнившихся скважин). Закачка воды (431,8 тыс.м3) на 84,1% выше проектной.

Выполнение годовых уровней добычи в 2013-2014 гг. обусловлено большими дебитами скважин по нефти, которые выше запланированных в среднем на 18% (проект – 14,3 т/сут, факт – 17,7 т/сут).

В 2015 году фактическая добыча нефти (221,6 тыс.т) по месторождению незначительно ниже проектной (223,2 тыс.т) на 0,7%. Фактическая обводненность

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

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

продукции (24,6%) соответствует проектному значению (24,5%). Закачка воды (449,3 тыс.м3) на 56,5 % выше проектной.

Начиная с 2016 г., годовые уровни добычи нефти ниже запланированных по причине переноса сроков эксплуатационного бурения, и как следствие, меньшего фонда добывающих скважин и их дебитов.

В 2016 году фактическая добыча нефти (202,2 тыс.т) по месторождению ниже проектной (262,4 тыс.т) на 23,0%, что обусловлено меньшим фондом добывающих скважин (проект – 55 ед., факт – 38 ед.). Фактическая обводненность продукции (37,8%) выше проектного значения (24%) на 57,4%. Закачка воды (451,0 тыс.м3) на 43,7% выше проектной (313,8 тыс.м3).

В 2017 году фактическая добыча нефти (173,0 тыс.т) по месторождению ниже проектной (280,3 тыс.т) на 38,3%. Отклонение от проектного уровня добычи нефти обусловлено меньшими дебитами скважин по нефти (проект – 14,6 т/сут, факт – 13,2 т/сут). Действующий добывающий фонд также ниже проектного на 33,3% (проект – 57, факт – 38), нагнетательный фонд – на 44,4% (проект – 27, факт – 15). Фактическая обводненность продукции (43%) выше проектного значения (23,5%) на 83%. Закачка воды (449,4 тыс.м3) на 24,5% выше проектной.

#### Объект С1т

Эксплуатация турнейского объекта началась в 1999 г.

По состоянию на 01.01.2018 г. на объекте пробурена 41 скважина, из них 22 скважины с горизонтальным окончанием ствола. В добывающем фонде числится 28 скважин, в т.ч. 26 действующих и две ликвидированные. В нагнетательном фонде 12 действующих скважин.

Объект С1т находится на второй стадии разработки. Система заводнения организована в 2009 году и осуществляется по рядной системе.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 1097 тыс.т., жидкости – 1292,6 тыс.т, текущий КИН – 0,068, ВНФ – 0,2. Отобрано 20,4% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции 24,5%, накопленная закачка воды составила 2548,6 тыс.м3. Накопленная компенсация отбора – 185,1%.

В 2017 г. добыча нефти составила 110 тыс.т., жидкости – 156 тыс.т. Темп отбора от НИЗ равен 2,1 %. Средний дебит добывающей скважины по нефти 12,1 т/сут, жидкости – 17,2 т/сут. В продуктивные пласты закачано 271,8 тыс.м3 воды.

В период 2013-2014 гг. наблюдается выполнение годовых уровней добычи нефти, что объясняется большими дебитами скважин по нефти, которые выше запланированных в среднем на 11% (проект – 14,3 т/сут, факт – 16 т/сут). Большие дебиты скважин по нефти в 2013-2014 гг. обусловлены проведением ГТМ на объекте (сверлящая перфорация и резка БГС).

С 2015 г. наблюдается отрицательная динамика добычи нефти. В 2015 - 2017 гг. добыча нефти ниже проектного значения на 15,2 – 40,3 % по причине меньшего добывающего фонда скважин ( на объекте не выполнены проектные решения в части эксплуатационного бурения резки БС и БГС). Отклонение имеет нарастающий характер.

В 2017 году фактическая добыча нефти (110 тыс.т) ниже проектной (184,7 тыс.т) на 40,3%. Недостижение проектного уровня также обусловлено более низкими дебитами скважин по нефти (проект – 14 т/сут, факт – 12,1 т/сут). Фактическая обводненность продукции (29,4 %) выше проектного значения (14,6%). Закачка воды (438,5 тыс. м3) на 72 % выше проектной.

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



С начала разработки пластовое давление снизилось на 7 МПа и составляет 8,8 МПа. Забойное давление 6,2 МПа, при давлении насыщения 9,19 МПа

**Объект С1т+С1бб**

Эксплуатация объекта С1т+С1бб началась в 1999 году. Закачка воды начата в 2011 г. На объекте реализовано очаговое заводнение.

По состоянию на 01.01.2018 г. на объекте пробурено 25 скважин, из них одна скважина с горизонтальным окончанием ствола. В добывающем фонде числится 24 скважины, в т.ч. 12 действующих (из них одна скважина работает совместно с нижележащим пластом С1т) и 12 ликвидированных. В нагнетательном фонде три действующих скважин.

С начала разработки накопленная добыча нефти составила 510 тыс.т., жидкости – 857,4 тыс.т, текущий КИН – 0,089, ВНФ – 0,7. Отобрано 30,2% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции 58,4%, накопленная закачка воды составила 111,3 тыс.м3. Накопленная компенсация отбора – 12,8%.

За 2017 год добыча нефти составила 60 тыс.т, жидкости – 144,9 тыс.т. Темп отбора от НИЗ – 3,5%. Средний дебит добывающей скважины по нефти 14,9 т/сут, жидкости – 35,9 т/сут. В продуктивные пласты закачано 11 тыс.м3 воды.

За период 2013 - 2017 гг. годовые уровни добычи нефти выше проектных. Такие уровни добычи нефти обусловлены более продуктивной работой скважин, которая была достигнута в результате проведенных мероприятий по оптимизации работы скважин. В 2017 году фактическая добыча нефти (60 тыс.т) выше проектной (57,8 тыс.т) на 3,8%. Превышение уровней обусловлено более высокими фактическими дебитами скважин по нефти (проект – 14 т/сут, факт – 14,9 т/сут). Фактическая обводненность продукции (58,4%) выше проектного значения (48,4%) на 20,7%. Закачка воды – 11 тыс. м3, что ниже проектной

За период 2014-2016 гг. наблюдается снижение обводненности добываемой продукции ниже проектных значений, что обусловлено рядом мероприятий, проведенных на добывающем фонде скважин (водоизоляционные работы, отключение обводнившихся скважин).

С начала разработки пластовое давление снизилось на 3,3 МПа и составляет 12,5 МПа. Забойное давление 9,4 МПа, при давлении насыщения 9,45 МПа.

**Объект С2б**

Башкирский объект введен в разработку в 1999 году.

По состоянию на 01.01.2018 г. объект находится на первой стадии разработки. Эксплуатация ведется на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2018 г. на объекте пробурено три скважины. В добывающем фонде числится четыре скважины, в т.ч. две действующие (из них одна скважина работает совместно с нижележащим пластом С1т) и две в консервации.

С начала разработки накопленная добыча нефти составила 54 тыс.т., жидкости – 59,7 тыс.т. %, текущий КИН – 0,022 д.ед., ВНФ – 0,1. Отобрано 5,5% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции 6,5%.

В 2017 г. добыча нефти составила 2,7 тыс.т., жидкости – 2,9 тыс.т. Среднегодовая обводненность – 6,5 %. Темп отбора от НИЗ равен 0,3%. Средние дебиты нефти и жидкости по объекту составляют 4,3 и 4,6 т/сут соответственно.

В 2013 году фактическая добыча нефти (2,9 тыс.т) выше проектной (1,9 тыс.т) на 50,7%. Превышение проектного уровня добычи нефти обусловлено большим фондом

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

добывающих скважин (проект – одна скважина, факт – две скважины). Фактическая обводненность продукции (4,5%) ниже проектного значения (5,6%) на 20,4%.

В 2014 году фактическая добыча нефти (2,7 тыс.т) выше проектной (1,9 тыс.т) на 44,8%. Фактическая обводненность продукции (4,2%) ниже проектного значения (5,5%) на 23%.

С 2015 г. наблюдается отклонение годовой добычи нефти от проектных уровней. Данное отклонение объясняется отставанием по вводу новых добывающих скважин (как из эксплуатационного бурения, так и внедрение ОРЭ) и как следствие отставание по действующему фонду добывающих скважин.

С 2015 г. наблюдается отрицательная динамика годовой добычи нефти, отклонение от проектных уровней имеет нарастающий характер и к 2017 г. достигает 93,5% (проект – 41,6 тыс.т, факт – 2,7 тыс.т). Данное отклонение объясняется отставанием по вводу новых добывающих скважин (как из эксплуатационного бурения, так и внедрение ОРЭ) и как следствие отставание по действующему фонду добывающих скважин.

С начала разработки пластовое давление снизилось на 6 МПа и составляет 6,3 МПа. Забойное давление 5,3 МПа, при давлении насыщения 9,45 МПа.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом и по эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 3. - 3.3**

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

## VII. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

Проектирование разработки выполнено с использованием трехмерных цифровых геологических моделей, созданных в программном комплексе IRAP RMS, а также гидродинамических моделей, построенных с помощью симулятора TEMPEST MORE компании ROXAR.

На месторождении выделено четыре объекта разработки: C1t, C1tl-C1bb, C2b, C2vt.

Разбуривание башкирского и турнейского объектов по равномерной сетке с расстоянием между скважинами 350-500 м, тульско-бобриковского и верейского объектов по неравномерной сетке с расстоянием между скважинами 500 м.

Организация системы приконтурного, внутриконтурного (трехрядная система заводнения) и очагового заводнения на всех выделенных эксплуатационных объектах.

По эксплуатационным объектам C1t, C1tl+C1bb, C2b рассмотрено четыре варианта разработки, по объекту C2vt рассмотрено два варианта разработки

### Объект C1t

**Базовый вариант** предусматривает дальнейшую эксплуатацию залежи действующим фондом скважин.

Общий фонд скважин – 40, в т.ч. 26 добывающих (из них 22ГС, два БС, две совместные), 12 нагнетательных, две ликвидированные.

Накопленная добыча нефти – 3702,8 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,229 д.ед., Кыгт – 0,542, Кохв – 0,423, ПСС – 27,1 га.

**1 вариант** предусматривает бурение восьми скважин, в т.ч. шести добывающих скважин с горизонтальным окончанием, двух нагнетательных, бурение двух боковых стволов с горизонтальным окончанием из действующих добывающих скважин, ввод скважины из консервации с объекта C2b путем зарезки одного бокового ствола с горизонтальным окончанием.

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

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 49, в т.ч. 33 добывающие, 14 нагнетательных, две ликвидированные.

Фонд для бурения – восемь скважин: шесть добывающих скважин с горизонтальным окончанием, две нагнетательные.

Бурение трех БГС.

Ввод из консервации одной скважины.

Накопленная добыча нефти – 4421,9 тыс.т.

Достигаемый КИН - 0,273 д.ед., Квыт – 0,542, Кохв – 0,504, ПСС – 20,4 га.

**2 вариант (предлагаемый к реализации)** предусматривает бурение 10 скважин, в т.ч. пяти добывающих скважин с горизонтальным окончанием, одной многозабойной и одной наклонно-направленной скважины, трех нагнетательных скважин, бурение двух боковых стволов с горизонтальным окончанием, ввод скважины из консервации с объекта С2b путем зарезки одного бокового ствола с горизонтальным окончанием.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 51, в т.ч. 34 добывающих, 15 нагнетательных, две ликвидированные.

Фонд для бурения – 10 скважин: семь добывающих (в т.ч. пять с горизонтальным окончанием, одна многозабойная, одна наклонно направленная), три нагнетательных.

Бурение трех БГС.

Ввод из консервации одной скважины.

Накопленная добыча нефти – 4534 тыс.т.

Достигаемый КИН - 0,280 д.ед., Квыт – 0,542, Кохв – 0,517, ПСС – 19 га.

**3 вариант** основан на варианте 2 и дополнительно предусматривает мероприятия направленные на увеличение ПСС: бурение 14 скважин, в т.ч. семи добывающих скважин с горизонтальным окончанием, двух многозабойных и двух наклонно направленных скважин, трех нагнетательных.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 54, в т.ч. 37 добывающих, 15 нагнетательных, две ликвидированные.

Фонд для бурения – 14 скважин: 11 добывающих (в т.ч. семь добывающих скважин с горизонтальным окончанием, две многозабойные скважин, две наклонно направленные) и три нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 4582 тыс.т.

КИН - 0,283 д.ед., Квыт – 0,542, Кохв – 0,522, ПСС – 18,3 га.

#### **Объект С1т+С1бб**

**Базовый вариант** предусматривает дальнейшую эксплуатацию залежи действующим фондом скважин.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 27, в т.ч. 12 добывающих (в т.ч. один ГС, одна - совместная), три нагнетательных, 12 ликвидированных.

Накопленная добыча нефти – 1716 тыс.т.

Достигаемый КИН - 0,255 д.ед., Квыт – 0,593, Кохв – 0,433, ПСС – 67,2 га.

**1 вариант** предусматривает бурение 14 скважин, в т.ч. десяти добывающих наклонно направленных и двух скважин с горизонтальным окончанием, двух нагнетательных, бурение трех боковых стволов, перевод одной скважины с объекта С1т путем зарезки бокового ствола с горизонтальным окончанием без эксплуатации основного.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 42, в т.ч. 24 добывающие, шесть нагнетательных, 12 ликвидированных.

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

Фонд для бурения – 14 скважин: 12 добывающих (в т.ч. 10 наклонно-направленных и две с горизонтальным окончанием), две нагнетательные.

Бурение трех БС и одного БГС.

Накопленная добыча нефти – 2313 тыс.т.

Достигаемый КИН - 0,343 д.ед., Кывт – 0,593, Кохв – 0,578, ПСС – 30 га.

**2 вариант (предлагаемый к реализации)** предусматривает бурение восьми скважин, в т.ч. семи добывающих наклонно направленных и одной нагнетательной скважины, бурение двух боковых стволов, перевод трех скважины с объекта путем зарезки одного бокового ствола с горизонтальным окончанием и двух боковых стволов без эксплуатации основного; внедрение оборудования ОРЗ в одной нагнетательной скважине с объектом С1т.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 38, в т.ч. 22 добывающие, пять нагнетательных, 11 ликвидированных, пять БС, один БГС.

Фонд для бурения – восемь скважин: семь добывающих, одна нагнетательная.

Бурение пяти БС и одного БГС.

Накопленная добыча нефти – 2313 тыс.т.

Достигаемый КИН - 0,343 д.ед., Кывт – 0,593, Кохв – 0,578, ПСС – 30 га.

**3 вариант** предусматривает бурение 12 скважин, в т.ч. 10 добывающих наклонно направленных и двух нагнетательных скважин, бурение двух боковых стволов, перевод трех скважины с объекта С1т путем зарезки одного бокового ствола с горизонтальным окончанием и двух боковых стволов без эксплуатации основного; внедрение оборудования ОРЗ в одной нагнетательной скважине с объектом С1т.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 42, в т.ч. 25 добывающих, шесть нагнетательных, 11 ликвидированных, пять БС, один БГС.

Фонд для бурения – 12 скважин: 10 добывающих, две нагнетательные.

Бурение пяти БС и одного БГС.

Накопленная добыча нефти – 2354 тыс.т.

Достигаемый КИН - 0,349 д.ед., Кывт – 0,593, Кохв – 0,589, ПСС – 27,6 га.

#### **Объект С2б**

**Базовый вариант** предусматривает дальнейшую эксплуатацию залежи действующим фондом скважин.

Общий фонд составляет четыре скважины, в т.ч. две добывающие (из них одна скважина совместная), две в консервации.

Режим разработки упруговодонапорный.

Накопленная добыча нефти – 212 тыс.т.

Достигаемый КИН - 0,055 д.ед., Кывт – 0,445, Кохв – 0,124, ПСС – 698,2 га.

**1 вариант** предусматривает бурение 20 (9ГС+1МЗС+3ННС+7нагнет=20) скважин в т.ч. девяти добывающих скважин с горизонтальным окончанием, одной многозабойной и трех наклонно направленных скважин, семи нагнетательных, бурение одного бокового ствола после отработки основного и приобщение к объекту С1т+С1бб, путем внедрения оборудования ОРЭ в шести добывающих скважинах.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 29 скважин, в т.ч. 21 добывающая, семь нагнетательных, одна в консервации.

Фонд для бурения – 20 скважин: 13 добывающих (в т.ч. девять с горизонтальным окончанием, одна многозабойная), семь нагнетательных.

Бурение одного БС.

ОРД в шести скважинах.

Накопленная добыча нефти – 1017,8 тыс.т.

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

Достижимый КИН - 0,293 д.ед., Квыгт - 0,445, Кохв - 0,658, ПСС - 35,1 га.

**2 вариант (предлагаемый к реализации)** предусматривает бурение 26 скважин, в т.ч. 19 добывающих скважин (из них 14 - скважины малого диаметра) и семи нагнетательных (из них шесть - скважины малого диаметра), ввод из консервации одной скважины путем зарезки бокового ствола с горизонтальным окончанием, перевод одной добывающей скважины с объекта С1t; приобщение к объекту С1t+C1bb, путем внедрения оборудования ОРЭ в шести добывающих скважинах и ОРЗ в одной нагнетательной скважине, ввод одной скважины из консервации с объекта С1t+C1bb.

Общий фонд скважин за весь срок разработки - 39, в т.ч. 30 добывающих, восемь нагнетательных, одна в консервации.

Фонд для бурения - 26 скважин: 19 добывающих (в т.ч. 14 скважин малого диаметра), семь нагнетательных (в т.ч. шесть скважин малого диаметра).

Бурение одного БГС.

Ввод одной скважины из консервации с объекта С1t+C1bb.

Один перевод с НЛГ.

ОРД в шести скважинах.

ОРЗ в одной скважине.

Накопленная добыча нефти - 1018 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,293 д.ед., Квыгт - 0,445, Кохв - 0,658, ПСС - 35,1 га.

**3 вариант** предусматривает бурение 29 скважин, в т.ч. 21 добывающей (из них 16 скважины малого диаметра) и восемь нагнетательных (из них семь скважины малого диаметра), ввод из консервации одной скважины путем зарезки бокового ствола с горизонтальным окончанием, перевод одной добывающей скважины с объекта С1t; приобщение к объекту С1t+C1bb, путем внедрения оборудования ОРЭ в шести добывающих скважинах и ОРЗ в двух нагнетательных скважинах.

Общий фонд скважин за весь срок разработки - 43, в т.ч. 32 добывающие, 10 нагнетательных, одна в консервации.

Фонд для бурения - 29 скважин: добывающих - 21 (в т.ч. 16 скважин малого диаметра), восемь нагнетательных (в т.ч. семь скважин малого диаметра).

Бурение одного БГС.

Перевод двух скважин с НЛГ.

ОРД в шести скважинах.

ОРЗ в двух скважинах.

Накопленная добыча нефти - 1040 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,299 д.ед., Квыгт - 0,445, Кохв - 0,672, ПСС - 32,6 га.

**Объект С2vг (В3)**

**1 вариант** предусматривает бурение одной добывающей скважины, перевод двух скважин с объектов С1t+C1bb и С2b, бурение одного бокового ствола, внедрение оборудования ОРД в двух скважинах с объектом С2b, внедрение оборудования ОРЗ в одной скважине с объектом С1t+C1bb.

Общий фонд скважин за весь срок разработки - шесть, в т.ч. пять добывающих скважин, одна нагнетательная.

Фонд для бурения - одна добывающая скважина.

ОРД в двух скважинах.

ОРЗ в одной скважине.

Перевод двух скважин с НЛГ.

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

Накопленная добыча нефти – 148 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,169 д.ед., Квйт – 0,395, Кохв – 0,427, ПСС – 61,1 га.

**2 вариант (предлагаемый к реализации)** предусматривает приобщение к объекту С2b путем внедрения оборудования ОРД в восьми скважинах, перевод двух нагнетательных скважин с объекта С2b.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 10 скважин, в т.ч. восемь добывающих, две нагнетательные.

ОРД в восьми скважинах.

Перевод двух скважин с НЛГ под закачку.

ОПЗ – две скв.-опер.

Режим разработки водонапорный.

Накопленная добыча нефти – 220 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,251 д.ед., Квйт – 0,395, Кохв – 0,635, ПСС – 39,7 га.

**По месторождению в целом** рассмотрен вариант разработки, включающий вторые варианты по объектам С1t, С1tl-С1bb, С2b и С2vt.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 113 скважин, в т.ч. 73 добывающие (из них 28ГС, одна МЗС, 13СМД, пять БГС, девять БС, две совместные), 26 нагнетательных (в т.ч. шесть СМД), 13 ликвидированных, одна в консервации.

Фонд для бурения – 44 скважины: 33 добывающих (в т.ч. пять ГС, одна МЗС, 13СМД), 11 нагнетательных (в т.ч. шесть СМД).

Перевод двух добывающих скважин под закачку.

Ввод двух скважин из консервации (ликвидации) под добычу нефти.

ОРД в 14 скважинах.

ОРЗ в двух скважинах.

Бурение пяти БГС и пяти БС.

Накопленная добыча нефти – 8063 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,296.

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН, интенсификации добычи нефти и прогноз их применения представлены в **таблице 5**.

**VIII. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» за 2017 год.

Экономическая оценка выполнена при полном налогообложении, предусмотренном действующим законодательством.

Экономическая оценка проведена при условии реализации 50 % нефти на внешнем рынке по цене 61,39 долл./барр., курсе доллара США 58,6792 руб./долл., 50% - на внутреннем рынке по цене 17782 руб./т.

Рекомендуемый вариант разработки месторождения в целом включает в себя вторые варианты по объектам С1t (Т0+Т1), С1tl-С1bb (Тл26-Б61), С2b (Бш) и С2vt (В3) со следующими технико-экономическими показателями (таблица 7): накопленная добыча нефти с начала разработки – 8063,0 тыс. т. Накопленная добыча нефти за проектный период по рекомендуемому суммарному варианту – 6402,2 тыс. тонн, величина чистого дисконтированного дохода пользователя недр (за проектный срок при норме дисконта 15 %) – 5754,4 млн. рублей, дисконтированный доход государства (за проектный срок при норме дисконта 15 %) – 18301,3 млн. рублей.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							34

Разработка Ножовского месторождения по рассмотренному варианту экономически эффективна в течение 59 лет. За рентабельный период разработки будет добыто 6259,4 тыс.т нефти., КИН достигнет значения 0,291.

Исходные данные для расчёта экономических показателей приведены в таблице 6.

Характеристика расчетных технико-экономических показателей вариантов разработки приведена в таблице 7.

Обоснование прогноза добычи нефти и растворенного газа, объемов буровых работ приведено в таблицах 8 - 8.24.

#### IX. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОИЗУЧЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

Для оценки фильтрационных и энергетических параметров действующих скважин и скважин, вводимых в эксплуатацию, проводятся гидродинамические исследования (КВД, КВУ), а также замеры статического уровня и/или глубинные замеры пластового давления. За проектный период исследования выполнены практически во всех скважинах месторождения, получены данные по начальному пластовому давлению и начальным проницаемости и гидропроводности.

С целью выделения работающих интервалов, распределения потоков по пластам, фазовых дебитов, составов притока и выявления возможных заколонных перетоков на месторождении проводятся промыслово-геофизические исследования (термометрия, дебитометрия, термодебитометрия, резистивиметрия, влагометрия, гамма-каротаж).

В полном объеме проводятся промысловые замеры забойного давления, дебитов, обводненности, приемистости кроме замеров газовых факторов.

Уточнение геологического строения залежей будет осуществляться бурением скважин эксплуатационного фонда.

В процессе бурения скважин будет проводится отбор кернового материала с проведением лабораторных исследований по уточнению фильтрационно-смкстных свойств продуктивных пластов, коэффициента вытеснения, кривых капиллярного давления.

С целью дальнейшего контроля за энергетическим состоянием залежей, а также фильтрационных характеристик пластов, предлагается проведение ГДИ и выполнение замеров пластового давления (статических уровней).

Для контроля выработки запасов, оценки работающих интервалов, выявления заколонной циркуляции запланировано проведение потокометрических исследований на добывающем и нагнетательном фонде. Для контроля за изменением нефтенасыщенности предусмотрено проведение исследований методом ИННК (ЗИНК-С, С/О-каротаж) при проведении ГТМ на скважинах.

Программа исследовательских работ и доразведки представлена в таблице 9.

Выполнение программы исследовательских работ и доразведки приведено в таблицах 9.1.

#### X. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, рекомендуемый в данной работе, составлен с учётом 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 зарезке боковых стволов при КРС предусматриваются мероприятия по сохранению природных характеристик призабойной зоны скважины

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

в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта.

В процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин основные мероприятия планируется проводить 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 12401 НЭ и ЛУ ПЕМ 12417 НР ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

#### **XI. БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ РАБОТ**

В процессе разработки месторождения предусматривается безопасное ведение работ, а также соблюдение утверждённых в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с использованием недрами. С этой целью рекомендовано: организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации № 263 от 10.03.1999 (в редакции от 01.02.2005) «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

#### **XII. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВОДОСНАБЖЕНИЯ**

В настоящее время в качестве источника заводнения системы ППД Ножовского месторождения используются подтоварные воды, отделяемые при технологических процессах подготовки товарной нефти на УППН «Суханово».

Для развития системы ППД предполагается строительство следующих объектов и сооружений: сети низконапорных, высоконапорных и нагнетательных водоводов; водораспределительных пунктов; шурфовых насосных станций; нагнетательные скважины.

**В обсуждении приняли участие:** Гатиятуллин Н.С., Волков Ю.В., Мухаметшин Р.Н., Мутыгуллин Р.Х., Уразгильдеева Ф.Р., Сабилов Р.К.

#### **ЦКР Роснедр по УВС (Татарстанская нефтегазовая секция) ОТМЕЧАЕТ:**

1. На представленную работу получена справка (от 05.12.2018 об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов углеводородов Ножовского нефтяного месторождения Пермского края по состоянию на 01.01.2018 г.

2. На работу имеется заключение Минэнерго в котором проектный документ согласовывается в авторском варианте (письмо от 03.12.2018г. № 05-3919). (Приложение 1).

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							36



3. Извлекаемые запасы, обоснованные в проектом документе «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского нефтяного месторождения Пермского края», прошли государственную экспертизу. Получен протокол ГКЗ Роснедра №5651 от 10.12.2018 г.

4. Цель работы - уточнение проектных уровней добычи нефти, в связи с изменением геологического строения и запасов углеводородов по результатам эксплуатационного бурения (20 эксплуатационных скважин и пять боковых стволов) и сейсморазведочных работ методом 3D.

5. Ножовское нефтяное месторождение открыто в 1965 г. Промышленная разработка ведется с 1999 г.

6. Месторождение разрабатывается согласно «Дополнению к технологической схеме разработки Ножовского месторождения» (протокол ЦКР № 5498 от 29.11.2012 г.).

7. Промышленная нефтеносность Ножовского месторождения связана с карбонатными отложениями верейского горизонта C2vt (пласты ВЗВ4), башкирского яруса C2b, турнейского яруса C1t, с терригенными отложениями тульского горизонта C1tl (пласт Тл2-б), бобриковского горизонта C1bb.

8. Программа исследовательских работ выполняется частично.

9. Геологическое строение месторождения изучено по данным исследований МОГТ-3D, бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

10. По геологическому строению месторождение является сложным, по количеству извлекаемых запасов относится к группе средних, по категории запасов - к разрабатываемым.

11. ФЕС продуктивных пластов определялись по ГИС, керну и гидродинамическим исследованиям.

12. Коэффициенты вытеснения и ОФП всех продуктивных отложений приняты по результатам исследований собственного кернового материала.

13. Бурение скважин осложнено слаборазвитой дорожной сетью, наличием рек и ручьев с водоохранными зонами, площадь которых составляет более 50%. Также, на территории месторождения находятся санитарные зоны двух населенных пунктов.

14. На месторождении выделено четыре объекта разработки: C1t, C1tl-C1bb, C2b, C2vt.

15. По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении пробурено 69 скважин, из них 25 скважин с горизонтальным окончанием ствола. В добывающем фонде числится 54 скважины, в т.ч. 38 действующих (в т.ч. 23 ГС, два БС), две в консервации, 14 ликвидированных. В нагнетательном фонде 15 действующих скважин.

16. Ножовское месторождение находится на второй стадии разработки. При выработке 20,4% обводненность составляет 43%. Разработка ведется низкими темпами (2,1% от НИЗ). Месторождение находится на стадии разбуривания.

17. Отклонения фактический уровней добычи нефти в период с 2013-2017 гг. находятся в пределах допустимого диапазона.

18. Геолого-гидродинамические модели соответствуют текущему состоянию разработки продуктивных пластов и могут быть приняты для расчета технологических показателей.

19. Выполнение программы исследовательских работ позволит получить дополнительную информацию для уточнения трехмерных цифровых геологических и фильтрационных моделей.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

20. Выполнение предложенного к реализации варианта разработки, программ ГТМ (бурение боковых стволов, радиальное бурение, ОПЗ, перфорационные методы, водоизоляционные работы), строительство и реконструкция объектов поверхностного обустройства) и исследовательских работ обеспечит выработку извлекаемых запасов углеводородов по месторождению и достижение экономически обоснованных значений КИН.

**ЦКР Роснедр по УВС (Татарстанская нефтегазовая секция) РЕШИЛА:**

1. Работу «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского нефтяного месторождения Пермского края» согласовать в суммарном варианте, состоящем из суммы вторых вариантов по всем эксплуатационным объектам разработки со следующими основными положениями (таблица 7) и технологическими показателями\* (таблицы 8 - 8.24):

1.1. Максимальные проектные уровни в целом по месторождению:

- добычи нефти – 231 тыс.т (2026 г.);
- добычи жидкости – 502,4 тыс.т (2048 г.);
- закачки воды – 376,64 тыс.м<sup>3</sup> (2032 г.).

*В том числе в пределах ЛУ ПЕМ № 12401 НЭ:*

- добычи нефти – 222,1 тыс.т (2026 г.);
- добычи жидкости – 477,7 тыс.т (2048 г.);
- закачки воды – 376,6 тыс.м<sup>3</sup> (2032 г.).

*В том числе в пределах ЛУ ПЕМ № 12417 НР:*

- добычи нефти – 13,3 тыс.т (2027 г.);
- добычи жидкости – 24,8 тыс.т (2033 г.).

*\* - допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, ввода новых скважин от проектных показателей устанавливаются пунктом 5 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356.*

1.2. Основные положения:

- выделение четырех объектов разработки: C1t, C1tl-C1bb, C2b, C2vr;
- разбуривание башкирского и турнейского объектов по равномерной сетке с расстоянием между скважинами 350-500 м, тульско-бобриковского и верейского объектов по неравномерной сетке с расстоянием между скважинами 500 м.;
- организация системы приконтурного, внутриконтурного (трехрадная система заводнения) и очагового заводнения на всех выделенных эксплуатационных объектах.

1.3. В целом по месторождению:

- общий фонд скважин за весь срок разработки – 113, в т.ч. добывающих скважин – 73, нагнетательных – 26, 13 ликвидированных, одна в консервации;
- фонд для бурения – 44 скважины: 33 добывающих (в т.ч. пять ГС, одна МЗС, 14СМД), 11 нагнетательных (в т.ч. шесть СМД);

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH

Лист

38

- накопленная добыча нефти по месторождению в целом – 8063 тыс. т;
- достижение КИН - 0,296, в т.ч. по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t	0,542	0,517	0,280
C1tl-C1bb	0,593	0,578	0,343
C2b	0,445	0,658	0,293
C2vt	0,395	0,635	0,251

**В том числе в пределах ЛУ ПЕМ № 12401 НЭ:**

- общий фонд скважин за весь срок разработки – 109, в т.ч. добывающих скважин – 69, нагнетательных - 26, ликвидированных - 13, одна в консервации;

Фонд для бурения – 42 скважины: 31 добывающих (в т.ч. пять ГС, одна МЗС, 14СМД), 11 нагнетательных (в т.ч. шесть СМД);

- достижение КИН - 0,297, в т.ч. по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t	0,542	0,517	0,280
C1tl-C1bb	0,593	0,682	0,345
C2b	0,445	0,658	0,293
C2vt	0,395	0,635	0,251

**В том числе в пределах ЛУ ПЕМ № 12401 НЭ:**

- общий фонд скважин – четыре добывающие скважины;
- фонд для бурения – две добывающие скважины;
- достижение КИН - 0,283, в т.ч. по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t	0,542	0,517	0,280
C1tl-C1bb	0,593	0,503	0,298
C2b	0,445	0,658	0,293
C2vt	0,395	0,635	0,251

2. Согласовать программы исследовательских работ и доразведки (таблица 9), ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти (таблица 5) и ввода в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10).

**3. ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:**

- выполнить программы исследовательских работ и доразведки (таблица 9), ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти (таблица 5) и ввода в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10);

- в процессе бурения и эксплуатации скважин выполнить комплекс геолого-промысловых, гидродинамических и геофизических исследований, отбор и лабораторные исследования керна и проб пластовых флюидов;

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							39

- обеспечить проведение современных промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти, характером обводнения пластов и энергетическим состоянием залежей;
- обеспечить количественную оценку текущей нефтенасыщенности;
- обеспечить научное сопровождение разработки Ножовского нефтяного месторождения.

Итоги голосования:  
 Присутствовало 13 членов ЦКР  
 Принято единогласно.

Руководитель Татарстанской  
 нефтегазовой секции  
 ЦКР Роснедр по УВС



Н.С. Гатиятуллин

Секретарь Татарстанской  
 нефтегазовой секции  
 ЦКР Роснедр по УВС



А.И. Бакиров

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							40

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Новоковского месторождения

Таблица 1

№ п/п	Параметры	Размерность	Нижневазякский бассейн				Восточно-Омский бассейн							
			Т1	Т9	ВБ	Перемыш	Т1	Т9	Т11	Т19				
1	Средняя геостатистическая оценка	м	1852,8	1641,8	1654,2	1671,2	1648,6	1479,6	1769,6	1561,2	1784,0	1276,0	1391,0	1270,0
2	Абсолютная оценка ПД	м	-1410	-1406	-1398	-1396,2	-1349	-1345	-1338,8	-1347	-1346,1	-1313,3	-1357	-1080
3	Абсолютная оценка ПП	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4	Абсолютная оценка ПН	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	Тип залежи	массивные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
6	Тип залежи	массивные	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	Площадь нефтенасыщенности	тыс.м <sup>2</sup>	14823	372	5027	574	666	971	340	8232	889	817	631	
8	Средняя оценка ПД	м	20,4*	1,8	1,8	1,8	21,5	23,8	27	10,8	10,8	3,5	10,6	
9	Средняя нефтенасыщенность пласта	м	7,6*	4,1	1	0,8	2,3	11,9	12,2	3,1	3,2	1,9	2,8	
10	Средняя нефтенасыщенность толчка	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11	Средняя нефтенасыщенность толчка	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	Коэффициент пористости	доказан	0,17	0,16	0,15	0,13	0,2	0,24	0,23	0,20	0,23	0,21	0,21	
13	Коэффициент проницаемости ПНЗ	доказан	0,86	0,83	0,76	0,70	0,87	0,81	0,80	0,85	0,79	0,81	0,81	
14	Коэффициент проницаемости ППЗ	доказан	0,86	0,83	0,76	0,70	0,87	0,81	0,80	0,85	0,79	0,81	0,81	
15	Коэффициент проницаемости пласта	доказан	0,86	0,83	0,76	0,70	0,87	0,81	0,80	0,85	0,79	0,81	0,81	
16	Коэффициент проницаемости пласта	доказан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17	Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,197	0,211	0,193	0,21	0,179	0,196	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	
18	Коэффициент проницаемости	доказан	0,65	0,76	0,63	0,44	0,41	0,29	0,38	0,37	0,2	0,19	0,34	
19	Плотность	г/см <sup>3</sup>	13,5	9	1,3	1	5,3	7,1	6,7	3,2	3,4	3,5	17,6	
20	Плотность	г/см <sup>3</sup>	26,3	29	28,5	29	28	28	28	28	28	28	28,2	
21	Плотность	г/см <sup>3</sup>	19,28	16,51	16,28	16,91	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	
22	Плотность	г/см <sup>3</sup>	87,36	87	87,36	87	87,36	87,36	87,36	87,36	87,36	87,36	87,36	
23	Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,918	0,913	0,918	0,913	0,909	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	0,893	
24	Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,921	0,924	0,921	0,924	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	
25	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,054	1,053	1,054	1,053	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	
26	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,057	1,059	1,057	1,059	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	
27	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,14	1,132	1,14	1,14	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
28	Плотность	г/см <sup>3</sup>	3,19	3,88	3,19	3,88	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	
29	Плотность	г/см <sup>3</sup>	7,9	7,8	7,9	7,8	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	
30	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
32	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
33	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
34	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
35	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
36	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
37	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
38	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,46	1,46	1,46	1,46	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	
39	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,170	1,170	1,170	1,170	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	
40	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
41	Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	
42	Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
43	Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	
44	Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,542	0,512	0,542	0,512	0,527	0,512	0,542	0,527	0,512	0,542	0,512	
45	Плотность	г/см <sup>3</sup>	11,8	1,8	-	-	1,4	41,9	-	-	-	-	-	
46	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
47	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
48	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
49	Плотность	г/см <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Примечание: \* - ориентировочные значения

## Приложение В Лицензии

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

						2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		42

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH

Лист

43

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH



### Таблица регистрации изменений

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

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PZ1.TCH	Лист
							45