

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых
месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин
№№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения»

Проектная документация

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта

Часть 4. Сведения о техническом оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений

Подраздел 7. Технологические решения

Книга 1. Обустройство скважин

2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1

Том 4.4.7.1

Договор №

2021/354/ДС112

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых
месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин
№№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения»

Проектная документация

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного
объекта

Часть 4. Сведения о техническом оборудовании, о сетях инженерно-технического
обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание
технологических решений

Подраздел 7. Технологические решения

Книга 1. Обустройство скважин

2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1

Том 4.4.7.1

Договор №

2021/354/ДС112

Заместитель директора

В.А.Войтенко

Главный инженер проекта

К.Н. Тепляков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА
РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ СКВАЖИН №№ 509, 527, 518
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта**

**Часть 4 Сведения о техническом оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений
Подраздел 7 Технологические решения
Книга 1 Обустройство скважин**

2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1

Том 4.4.7.1

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА
РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ СКВАЖИН №№ 509, 527, 518
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта**

**Часть 4 Сведения о техническом оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений
Подраздел 7 Технологические решения
Книга 1 Обустройство скважин**

2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1

Том 4.4.7.1

Директор

Главный инженер проекта



А. В. Бессонов

Е. Н. Пешина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.S	Содержание тома	2
2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Текстовая часть	3
	Графическая часть	
2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.GCH-1	Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 509	50
2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.GCH-2	Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 527	51
2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.GCH-3	Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 518	52

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

						2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.S		
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ООО «РСК-Инжиниринг»		
						ГИП		

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

21 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе22

22 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов22

Приложение А – Отчет по подбору ГНО24

Таблица регистрации изменений47

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
							2

Таблица 1 – Максимальная суточная добыча скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения

№ скважины	Назначение	Максимальный дебит по нефти, т/сут	Максимальный дебит по жидкости, м ³ /сут
509	добывающая	6	9,5
527	добывающая	6	9,8
518	добывающая	6	9,5

4 Характеристика принятой технологической схемы сбора и транспорта нефти

Продукция проектируемой добывающей скважины № 509 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, после замера жидкости индивидуальным счётчиком типа СКЖ по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу поступает в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601».

Продукция проектируемой добывающей скважины № 527 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает в групповую замерную установку АГЗУ-0614 для замера дебита скважины по жидкости и газу, далее по существующему нефтегазосборному трубопроводу на ДНС-0604.

Продукция проектируемой добывающей скважины № 518 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает в групповую замерную установку АГЗУ-0619 для замера дебита скважины по жидкости и газу, далее по существующему нефтегазосборному трубопроводу на ДНС-0604.

В соответствии с заданием на проектирование способ эксплуатации предусматривается штанговыми глубинными плунжерными насосами (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40.

Для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании предусматриваются штанги с полиамидными скребками.

В случае аварийной ситуации при давлении $P < 0,3$ МПа; $P > 4,0$ МПа проектной документацией предусматривается остановка глубинно-насосного оборудования.

Для очистки выкидных трубопроводов со скважин 527, 518 от АСПО предусматривается подача реагента устьевым блоком подачи реагента (УБПР), количество и марка реагента определяется Заказчиком ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Установка УБПР на

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH

месторождения, в котором указываются требуемые параметры работы оборудования и трубопроводов, порядок технического обслуживания трубопроводов. Обслуживающий персонал обеспечивает проведение технологического процесса путем управления насосами, потоками жидкостей и газов, обеспечивает контроль режима работы оборудования, обслуживание оборудования, арматуры, трубопроводов с соблюдением технологического регламента и требований действующих нормативных документов.

7 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для обеспечения транспорта нефти и газа требуются следующие основные расходные ресурсы:

- электроэнергия для освещения технологических площадок и работы электрооборудования;
- химический реагент.

8 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергоресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Проектом не предусматривается установка приборов учета энергоресурсов.

9 Описание источников поступления сырья и материалов

Физико-химические свойства нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды в составе транспортируемой продукции, приняты по данным ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Физико-химические свойства нефти

Месторождение	Ед. изм.	Батырбайское месторождение Константиновское поднятие						
		Тл 1-б	Тл 1-в	Тл 2-а	Тл 2-б	Бб ₁	Бб ₂	Т
Залежь								
Вязкость в поверхностных условиях	сст.	32,7	32,7	32,7	32,7	101,7	101,7	155
Плотность в поверхностных условиях	г/см ³	0,881	0,88	0,883	0,886	0,913	0,913	0,923

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

Месторождение	Ед. изм.	Батырбайское месторождение Константиновское поднятие						
		Тл 1-б	Тл 1-в	Тл 2-а	Тл 2-б	Бб ₁	Бб ₂	Т
Залежь								
Содержание серы	%	2,34	2,66	2,5	2,5	3,19	3,19	3,76
Содержание парафина	%		4,2	3,52		2,64	2,64	4,4
Газосодержание	нм ³ /т	42,6	42,6	42,6	42,6	40,6	40,6	40

Таблица 3 – Физико-химические свойства и состав попутного газа

Залежь	Относит. плотн. газа при станд. сепарации кг/м ³	Химический состав газа г/см ³										Газ. фактор по результатам ступенчатой разгазирования м ³ /т
		Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо бутан	Норм. бутан	Изопентан	Норм. пентан	Угле кислый газ	Серо водород	
Т	1,245	15,1	40,8	19,2	14,6	2,1	4,5	1,7	1,3	1	отс.	
Бб	1,245	15,1	40,8	19,2	14,3	2,1	4,5	1,7	1,3	1	отс.	48
Тл ₂	1,328	16,4	35,9	14	19,1	9,8	9,8	4	4	1	отс.	48
Тл ₁	1,351	16,6	35,3	14	18,7	9,8	9,8	4,7	4,7	0,9	отс.	45

Таблица 4 – Физико-химические свойства пластовой воды

Месторождение	Горизонт	Плотность г/см ³	рН	КВЧ мг/л	H ₂ S мг/л	Солевой состав мг/л					
						СГ	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ⁺	Na+K ⁺
Батырбайское (Константиновское поднятие)	Бб	1,18	7,2	73	34	162974	544	48.8	18428	4128	77028
	Тл	1,18	7,2	73	34	157985	547		17959	3969	77881

10 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Требования к качественным характеристикам продукции проектной документацией не предусматриваются.

11 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Для площадочных объектов и технологических трубопроводов проектная документация разработана на основании следующих нормативных документов:

- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».

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

Согласно заданию на проектирование и принятой технологической схемы проектной документацией предусматривается строительство следующих технологических сооружений, приведенных в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень основного проектируемого оборудования и сооружений

Наименование	Единица измерения	Кол.	Характеристика
1 этап. Скважина № 509			
Устьевая арматура	шт.	1	АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ-ЭК146 (ЕТТ на устьевую арматуру)
Насосное оборудование	шт.	1	Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления
Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании	шт.	1	Штанги с полиамидными скребками
Оборудование для индивидуального замера дебита скважины	шт.	1	Счетчик СКЖ
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» общая протяженность, в т.ч.	м	117,1	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
- в пределах площадки;	м	49,92	
- линейная часть	м	67,18	
2 этап. Скважина № 527			
Устьевая арматура	шт.	1	АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ-ЭК146 (ЕТТ на устьевую арматуру)
Насосное оборудование	шт.	1	Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления
Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании	шт.	1	Штанги с полиамидными скребками
Устьевой блок подачи реагента	блок-бокс	1	УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по

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

Наименование	Единица измерения	Кол.	Характеристика
(УБПР)			ТУ 3667-005-50265270-03
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» общая протяженность, в т.ч. - в пределах площадки; - линейная часть	м м м	1694,2 22,4 1671,8	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
Защитный футляры (кожух) (при пересечении с проездом на проектируемом трубопроводе Ø89x5,0)	м	11	Труба стальная электросварная прямошовная Ø325x10 по ГОСТ 10704-91/ ст.10 гр.В ГОСТ 10705-80 Изоляция наружная в трассовых условиях ленточная полимерная «усиленного типа» по ГОСТ Р51164-98 (конструкция 15 таблица 1)
3 этап. Скважина № 518			
Устьевая арматура	шт.	1	АУШГНК-15а-65/50-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3x16-КОР-СУС-УХЛ1-ЭК146 (ЕТГ на устьевую арматуру)
Насосное оборудование	шт.	1	Станок-качалка ПШСН 80-3-40 с эл. двигателем N=22 кВт в комплекте со станцией управления
Оборудование для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании	шт.	1	Штанги с полиамидными скребками
Устьевой блок подачи реагента (УБПР)	блок-бокс	1	УБПР/05.00-0,4 УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619» общая протяженность, в т.ч. - в пределах площадки; - линейная часть	м м м	1467,6 31,8 1435,8	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных

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

Замер дебита добывающих скважин № 527 и 518 предусматривается в существующих автоматизированных групповых замерных установках ГЗУ-0614, ГЗУ-0619. При подключении к ГЗУ предусматривается установка обратного клапана DN50 PN40.

Проектной документацией предусматривается установка электроконтактных манометров на выкидных трубопроводах после устьевого арматуры для автоматического отключения насосного оборудования при понижении $P < 0,3$ МПа или повышении давления в трубопроводе $P > 4,0$ МПа.

К строительству надземной части приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные $\varnothing 89 \times 5,0$ мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

К строительству подземной части приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные $\varnothing 89 \times 5,0$ мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Трубы стальные бесшовные должны быть из катаной или ковальной заготовки по ГОСТ 1050-2013, с ударной вязкостью не ниже 30 Дж/см^2 , с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

В обвязке скважины № 509, в связи с малой протяженностью выкидного трубопровода, предусматривается запорный клапан для пропарки трубопровода от передвижной пропарочной установки.

Устьевая арматура размещается на открытой приустьевой площадке с твердым покрытием. По периметру площадки предусматривается бордюр для предотвращения распространения разлива нефти при аварийных ситуациях. Площадка канализована.

Сбор производственно-дождевых стоков с приустьевой площадки предусматривается в подземную канализационную ёмкость.

Для арматуры и надземных участков трубопровода предусматривается защита от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами.

Окраска оборудования и трубопроводов предусматривается в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
										12

11.3 Технологические трубопроводы

К строительству надземной части технологических трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

К строительству подземной части технологических трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений

Трубы стальные бесшовные должны быть из катаной или ковальной заготовки по ГОСТ 1050-2013, с ударной вязкостью не ниже 30 Дж/см², с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

Фасонные части нефтепроводов приняты по ГОСТ с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием для надземных участков; с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа для подземных участков, зона без покрытия не более 50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Прокладка технологических трубопроводов принята надземная на несгораемых опорах с уклоном не менее 0,002, обеспечивающим возможность их опорожнения при остановке, высота от нижней образующей трубопровода с учетом изоляции не менее 0,35 м от поверхности земли и не менее 0,1 м от поверхности бетонной площадки.

Между трубопроводами и опорами предусмотрены изолирующие прокладки из паронита по ГОСТ 481-80 толщиной 4 мм.

Для дренажа трубопроводов, выпуска воздуха, пропарки (промывки) предусмотрены спускные устройства и воздушники. На дренажные устройства, воздушники и арматуру для пропарки устанавливаются съемные межфланцевые заглушки.

При переходе от надземного участка к подземному для скважин № 527, 518 предусматривается трубопроводное изолирующее соединение (ТИС).

Трубопроводы от приустьевых площадок скважин в пределах кустовых площадок, предусматриваются подземно.

Глубина заложения трубопроводов в пределах обвалования кустов скважин, согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34, принята не менее:

Изм. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH						
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- 0,6 м до верха образующей трубы;

- в месте пересечения с кабелем 0,4 кВ в соответствии с п. 2.3.95 ПУЭ расстояние между верхней образующей трубопровода и кабелем, проложенным в трубе, выдержано в свету не менее 0,25 м. Пересечения предусматриваются под углом не менее 60°.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Изоляция наружной поверхности зоны сварных стыков подземных трубопроводов предусмотрена манжетами термоусаживающимися «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004 в комплекте с замковой пластиной «ТИАЛ-ЗП».

При подключении проектируемых трубопроводов от скв. № 527, 518 к существующим ГЗУ предусматривается установка обратного клапана.

Для переключения потоков, отключения участков трубопроводов и оборудования предусматривается запорная арматура. Запорная арматура предусмотрена в климатическом исполнении УХЛ1 и оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто».

Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015.

Срок службы арматуры составляет 20 лет.

Для контроля давления в трубопроводе предусмотрены показывающие манометры коррозионноустойчивые.

Для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается защита от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами.

Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Рекомендуемое покрытие выполнить по следующей схеме:

- первый слой – Masscoroxu 1264 толщиной 200 мкм;
- второй слой – Masscopur-14 толщиной 40 мкм.

Окраска трубопроводов предусматривается в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

Рабочее давление в технологических трубопроводах принято 4,0 МПа (максимальное давление при котором возможно нормальное протекание технологического процесса).

Расчетное давление в технологических трубопроводах принято 4,0 МПа, т.к. максимальное давление, развиваемое насосом при закрытой запорной арматуре со стороны нагнетания, составляет 4,0 МПа.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH						
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	15

Технологические трубопроводы согласно ГОСТ 32569-2013 относятся к группе А(б), категории I.

Объем контроля сварных соединений технологических трубопроводов предусмотрен радиографическим методом к общему числу стыков сваренных каждым сварщиком (но не менее одного стыка) для трубопроводов I категории – 20 %.

После окончания строительства выполняется промывка или продувка трубопроводов согласно требованиям ГОСТ 32569-2016 с целью очистки внутренней поверхности от механических загрязнений или удаления влаги. Промывка водой выполняется со скоростью 1-1,5 м/с, продувка под давлением, равным рабочему, но не более 4,0 МПа. Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин. После промывки трубопровод должен быть полностью опорожнен и продут воздухом или инертным газом.

Промываемый или продуваемый трубопровод должен быть отсоединен от других трубопроводов заглушками.

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, стальные трубопроводы должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию на прочность, плотность и дополнительному пневматическому испытанию на герметичность согласно ГОСТ 32569-2016. Давление испытания на прочность $1,43 P_{расч.}$, но не менее 0,2 МПа. Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения около 50 % от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин (испытание на прочность). Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления (испытание на плотность), и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации. Продолжительность испытания определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не выявлены разрывы, видимые деформации, падение давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружены течи и запотевания.

После проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.5 необходимо провести дополнительное испытание на герметичность с определением падения давления во время испытания. Испытание выполнить

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
										16

пневматическим способом, воздухом или инертным газом, давлением равным рабочему.

Испытания признаются удовлетворительными, если скорость падения давления не превышает 0,1 % за 1 час, в течение 24 часов.

Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность и дополнительного испытания на герметичность приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и дополнительного испытания на герметичность

Трубопровод	Расчетное давление, МПа	Испытательное давление, МПа		Время выдержки, мин	Дополнительное испытание на герметичность, МПа	Допустимое падение давления, МПа/час	Время выдержки, час
		На прочность	На плотность				
Выкидные трубопроводы	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0040	24
Нефтегазосборный трубопровод	4,0	5,72	4,0		4,0	0,0040	24

Монтаж, контроль сварных соединений и испытания трубопроводов выполнить согласно требованиям следующих нормативных документов:

– ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534;

– СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

– СП 48.13330-2020 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;

– СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве. Ч.1. Общие требования»;

– СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Ч.2. Строительное производство»;

– СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87».

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

Расчет толщины стенки трубопроводов и деталей трубопроводов

Расчет по определению необходимой толщины стенки технологических трубопроводов и деталей трубопроводов выполнен в соответствии с п.7 ГОСТ 32388-2013 с учетом проведения гидравлического испытания на прочность трубопроводов по окончании строительства в соответствии с требованиями п.5.1.3, 8.2.4, 11.2.2 ГОСТ 32388-2013 по формуле:

$$S_R = \frac{|P| \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |P|}$$

где

$|P|$ – внутреннее давление, МПа;

D – внутренний диаметр, мм;

φ_y – коэффициент прочности продольного шва при растяжении (1,0);

$[\sigma]$ – номинальное допускаемое напряжение, МПа.

Допускаемые нормальные напряжения определяют по формуле:

$$[\sigma] = \min \left\{ \frac{\sigma_b}{2,4}; \frac{\sigma_p}{1,5} \right\}$$

где

σ_b – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении, МПа; $\sigma_b=510$;

σ_p – минимальное значение предела текучести, МПа; $\sigma_p=372$.

Результаты расчета и выбора толщины стенки технологических трубопроводов и деталей трубопроводов (отводы) приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки и ресурса технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм						Рраб./Ррасч., МПа	Расчетный ресурс, лет
		Ki	Расчетная S_R	C_1	C_2	Номинальная S_n	Принятая s		
Режим эксплуатации									
Трубопровод	89	-	1,08	0,39	2,0	3,47	5,0	4,0/4,0	40,8
Детали трубопровода	89	1,15	1,24	0,7	2,0	3,94	5,0	4,0/4,0	40,4
Режим гидравлического испытания на прочность									
Трубопровод	89	-	1,53	0,44	2,0	3,97	5,0	4,0/5,72	-

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH						
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			18	

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм						Рраб./Ррасч., МПа	Расчетный ресурс, лет
		K_i	Расчетная S_R	C_1	C_2	Номинальная S_n	Принятая S		
Детали трубопровода	89	1,15	1,76	0,85	2,0	4,61	5,0	4,0/5,72	-

Расчет назначенного ресурса выполнен по приложению Д ГОСТ 32388-2013, результаты расчета приведены в таблице 7. С учетом требования п. ДЗ ГОСТ 32388-2013 назначенный ресурс трубопроводов принят 20 лет.

12 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

Вспомогательное оборудование в технологическом процессе не участвует. Грузоподъемное оборудование и транспортные средства, используемые в процессе строительства, приведены в томе 5 (2021/354/ДС112-PD-POS).

13 Мероприятия по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасном производственном объекте

Технические устройства, технологическое оборудование, здания, строения и сооружения проектом не предусматриваются.

Трубы и материалы имеют паспорта и сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
Индв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

14 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалифицированном составе работников с распределением по группам производственных процессов, число рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала приведены в томе 3.1 (2021/354/ДС112-PD-TKR1).

15 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства, и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемых объектов и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума, и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах приведены в томе 10.5 (2021/354/ДС112-PD-TBE).

16 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника

Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника приведены в томе 10.5 (2021/354/ДС112-PD-TBE).

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH						
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

17 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Проектной документацией предусматривается местное измерение давления и автоматическое отключение ШГН при достижении аварийных значений давления в выкидных трубопроводах со скважин № 509, 527, 518 по сигналам ЭКМ.

Проектные решения по автоматизации и контролю технологического процесса приведены в томе 4.4.7.2 (2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.2).

18 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации, приведен в томах 7.1.1 (2021/354/ДС112-PD-OOS1.1) и 7.1.2 (2021/354/ДС112-PD-OOS1.2).

Сбросы в водные источники отсутствуют.

19 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Для снижения выбросов вредных веществ в окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест присоединения к оборудованию;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

20 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Проектной документацией предусмотрено, что временное накопление отходов, образующихся в процессе эксплуатации проектируемых сооружений, не осуществляется. Вывоз отходов производится по мере образования.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

21 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе

Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе, приведены в томе 10.4 (2021/354/ДС112-PD-EE).

22 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Безопасные условия труда обеспечиваются соблюдением проектных решений, а также требований действующих нормативных документов Российской Федерации, правил техники безопасности и пожарной безопасности.

Класс взрывоопасных зон и категории технологических наружных установок и блоков по взрывопожарной и пожарной опасности определены, соответственно, по «Правилам устройства электроустановок». Глава 7.3 (седьмое издание) и по СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» и приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Класс взрывоопасных зон и категории технологических наружных установок и блоков

Наименование объектов	Классификация веществ и материалов по пожарной опасности по № 123-ФЗ	Категория объектов по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020
Устьевой блок подачи реагента	Реагент - ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	В-1г	IIА-ТЗ
Нефтепровод	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	В-1г	IIА-ТЗ

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист

Приложение А

**Общество с ограниченной ответственностью
«Малое инновационное предприятие
«ПрогнозРНМ»**

**Подбор глубинно-насосного оборудования в программном комплексе
«ИСТП» по объекту: «Строительство объектов обустройства
реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырбайского
месторождения»**

Руководитель работы:

директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ», к.т.н. _____ Илюшин П.Ю.

Пермь 2023

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель:

Директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ»,
кандидат технических наук

Илюшин П.Ю.

Исполнители:

Ведущий инженер
ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Сантова Ю.М.

Инженер ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Козлов А.В.

Техник ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Южаков Т.Ю.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист	
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	25

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	5
1.1. Инклинометрия, конструкция скважины и параметры добычи нефти. 5	
1.2. Выполнение технологических расчетов для оценки необходимых данных для выполнения подбора ГНО.....	10
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	12
2.1. Результаты подбора глубинного оборудования в ПО «ИСТП»	12
2.2. Результаты наземного привода для скважины 509.....	12
2.3. Результаты наземного привода для скважины 527.....	14
2.4. Результаты наземного привода для скважины 518.....	16
3. РЕЗУЛЬТАТЫ.....	19
Приложение 1. Подбор ГНО для скважины 509.....	21
Приложение 2. Подбор ГНО для скважины 527.....	22
Приложение 3. Подбор ГНО для скважины 518.....	23

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись

ВВЕДЕНИЕ

В отчете представлены результаты подбора глубинно-насосного оборудования для скважин №№509, №№527, №№518 выполненных в ПО «Инженерный симулятор технологических процессов» в рамках работ по объекту: «Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения». Подбор ГНО выполнен согласно данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

В результате работ подобраны оптимальные компоновки оборудования, определен режим и условия работы.

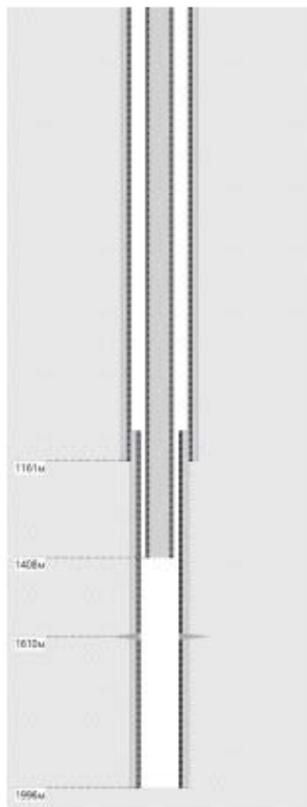
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Изм.	Лист
						2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	27
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

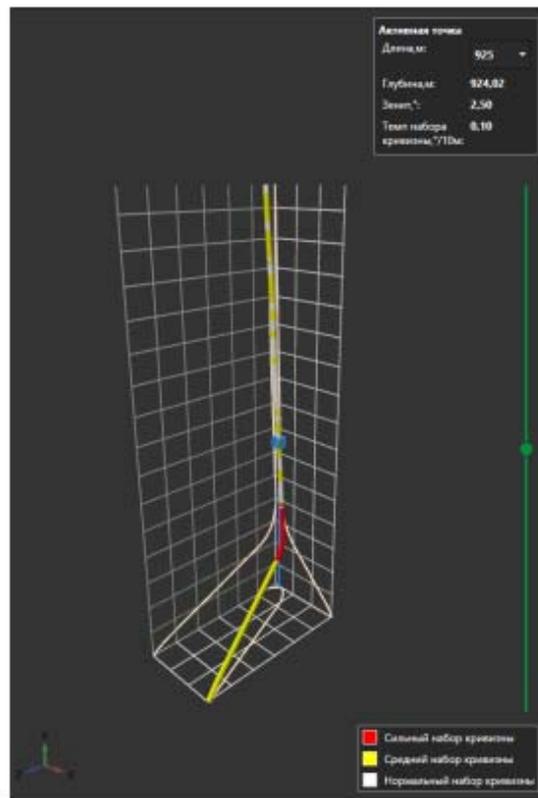
1.1. Инклинометрия, конструкция скважины и параметры добычи нефти

На основании предоставленной информации подготовлены данные для выполнения подбора глубинно-насосного оборудования (ГНО) в программном комплексе «ИСТП». Исходная информация предоставлена специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

Конструкция скважины №№509 представлена на рисунке 1.1 (а). Конструкция для скважины №№527 1.1 (в). Конструкция для скважины №№518 1.1 (д). Для скважины №№509 инклинометрия представлена на рисунке 1.1 (б). Для скважины №№527 инклинометрия представлена на рисунке 1.1 (г). Для скважины №№518 инклинометрия представлена на рисунке 1.1 (е).



а)

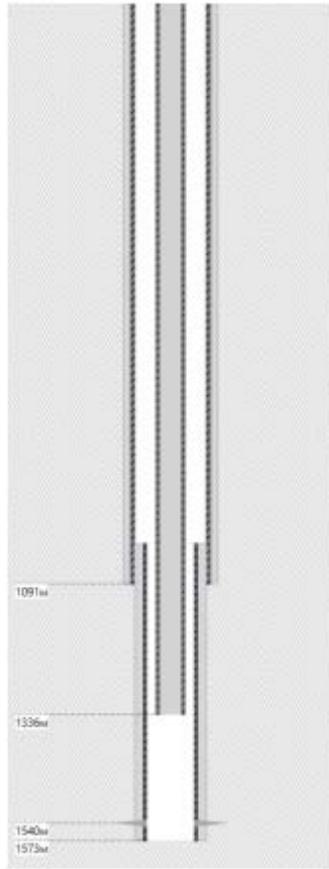


б)

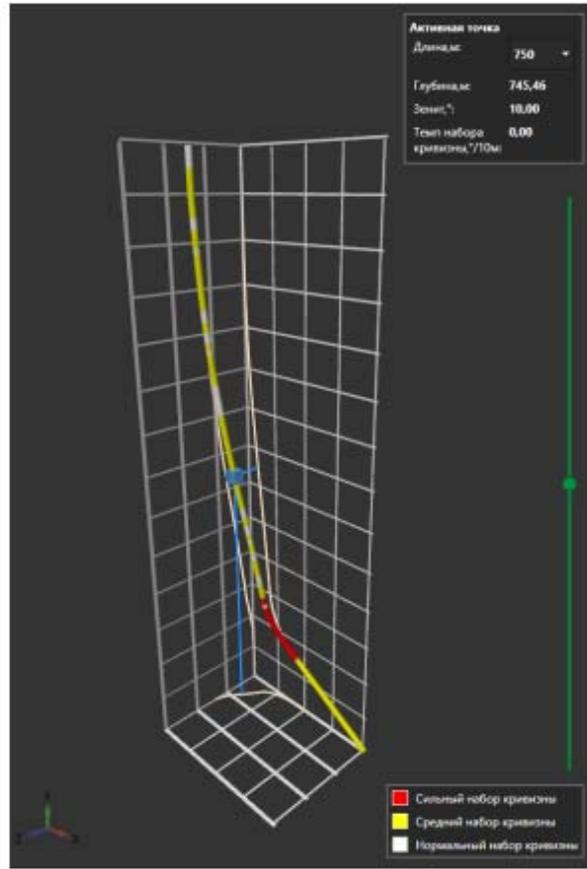
5

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



в)



г)

6

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH

Таблица 1.2. Расчетные и индивидуальные параметры подбора ГНО

№	Номер скважины	Дебит нефти, т/сут*	Дебит жидкости, м ³ /сут*	Обводненность, %*	Линейное давление, МПа**	Заглубное давление, МПа**	Коэффициент продуктивности, м ² /(сут · МПа)***	Динамический уровень, м***
1	509	6	9,5	30	0,90	0,90	3,28	771,9
2	527	6	9,8	30	1,02	1,02	4,28	673,1
3	518	6	9,5	30	0,94	0,94	3,28	712,4

* Принято по ТУ УРНГМ

** Определено по отчету «Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №509, 527, 518 Батырбайского месторождения»

*** Рассчитано в главе 1.2

1.2. Выполнение технологических расчетов для оценки необходимых данных для выполнения подбора ГНО

В конструкции проектируемых скважин длина НКТ принята из расчета максимального заглубления оборудования для минимизации содержания свободного попутного нефтяного газа на приеме насоса, установки оборудования в зоне с минимальным темпом набора кривизны и минимизации выноса механических примесей на прием насоса.

Для каждой добывающей скважины необходимо определить продуктивность и динамический уровень. В качестве примера выполним этот расчет для скважины 509. Расчет продуктивности выполним в ПО «ИСТП», результат представлен на рисунке 1.2.

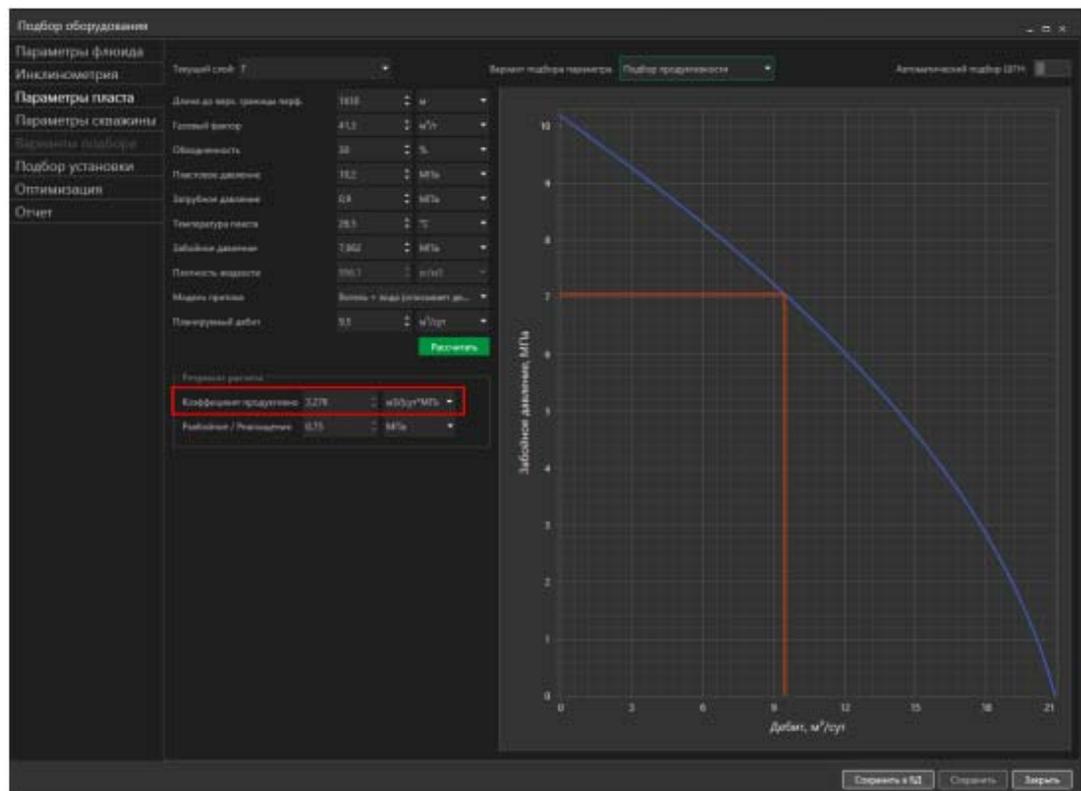


Рисунок 1.2 Расчет продуктивности скважины 509

Согласно расчету продуктивность скважины составляет $3,276 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. Выполним расчет динамического уровня в том же программном продукте, результаты представлены на рисунке 1.3.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

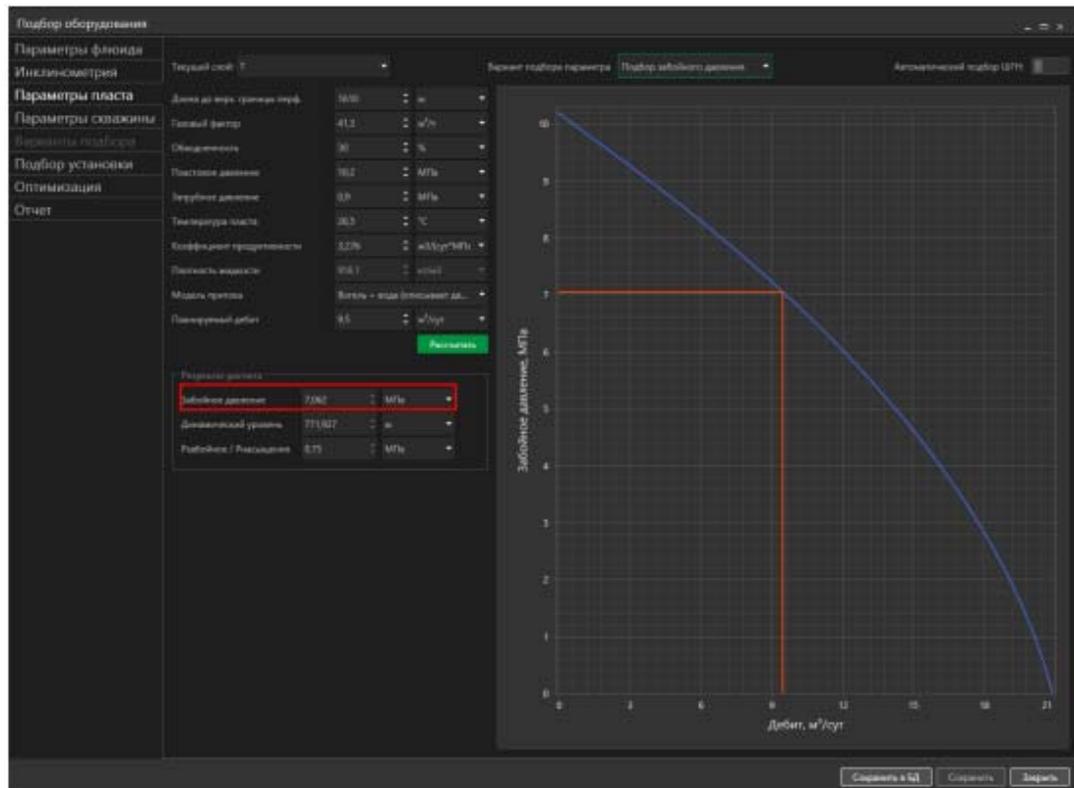


Рисунок 1.3 Расчет динамического уровня по скважине 511

В результате расчета динамический уровень принят равным 771,9 м.

Данный технологический расчет повторен для всех добывающих скважин, результаты представлены в таблице 1.2.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист	
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.		Подпись	Дата

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. Результаты подбора глубинного оборудования в ПО «ИСТП»

На основании исходных и расчётных данных в рамках подбора ГНО в ПО «ИСТП» выполнен подбор оптимальной компоновки оборудования. Результаты подбора представлены в приложениях, а также в главе «Результаты».

2.2. Результаты наземного привода для скважины 509

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним дополнительные технологические расчеты на примере скважины 509.

Для этого необходимо определить тангенсальное усилие на валу кривошипа. Для этого воспользуемся формулой 2.1.

$$T = \frac{u_k}{\omega \cdot r \cdot k} \cdot P_0 \cdot k_1 - (\sin \varphi) \cdot Q_k \cdot \frac{r_{гр}}{r} \quad (2.1)$$

где, u_k – линейная скорость, м/с; ω – угловая скорость, градусов/с; r – расстояние от входного вала редуктора до точки присоединения шатуна и кривошипа, м; $r_{гр}$ – радиус подвеса грузов, м; k – расстояние от центра тяжести балансира до оси качения, м; P_0 – нагрузка на головку балансира (рассчитывается в ПО «ИСТП»), кг; k_1 – радиус центра массы, м; φ – угол поворота кривошипа, °; Q_k – масса кривошипа с уравнивающими грузами, кг.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,55 м.

После определения тангенсального усилия на валу кривошипа рассчитаем крутящий момент на выходном валу редуктора по формуле 2.2.

$$M_{кр} = r \cdot T \quad (2.2)$$

где, r – расстояние от оси вращения кривошипа до точки сочленения кривошипа и шатуна, м.

Затем определим мощность СК по формуле 2.3.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
										35

$$N_э = \omega \cdot M_{кр} \quad (2.3)$$

Учтем коэффициент полезного действия редуктора и электродвигателя и определим потребляемую мощность электродвигателя по формуле 2.4.

$$N_п = \frac{N_б}{\text{КПД}_{эд} \cdot \text{КПД}_р} \quad (2.4)$$

где, $\text{КПД}_{эд}$ и $\text{КПД}_р$ – коэффициенты полезного действия двигателя и редуктора. КПД редуктора принят равным 80%, КПД двигателя определяется паспортом и равен от 86 до 91%.

В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.2.1).



Рисунок 2.2.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22,0 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 5,2 кВт*ч.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Далее рассчитаем изменение моментов на валу электродвигателя при пуске скважины. Для этого принято, что диаметр шкива электродвигателя равен 200 мм, номинальный крутящий момент 368 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.2.2.

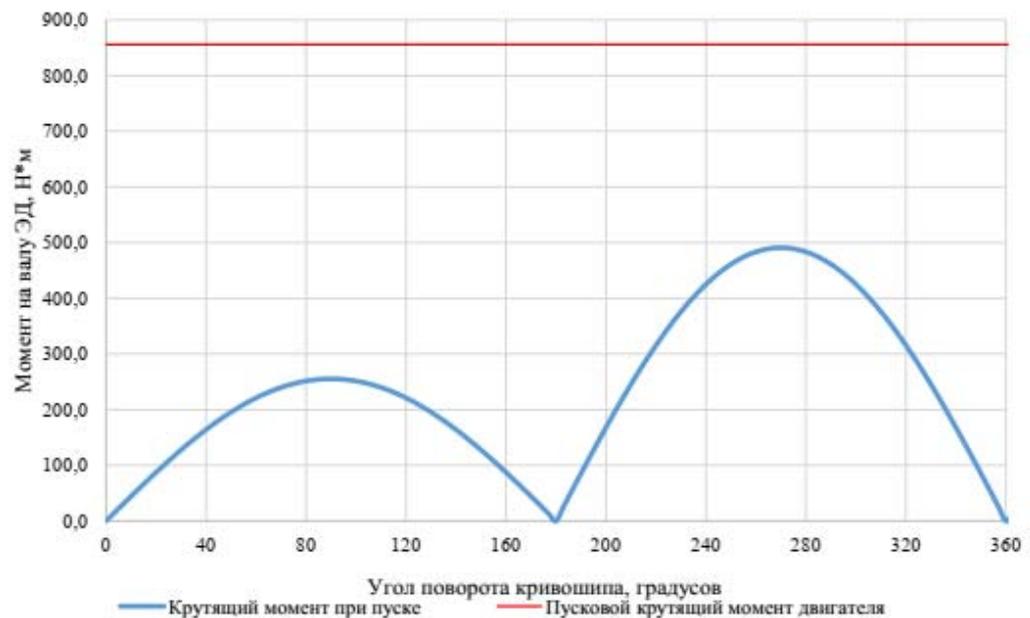


Рисунок 2.1.2. зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

По результатам расчета видно, что максимальный момент составляет 255,2 Н·м и 490,2 Н·м. При этом пусковой крутящий момент равен 856,0 Н·м. Из этого можно сделать вывод, что при заданном режиме работы расчетные значения момента трогания и потребления электроэнергии не превышают паспортных характеристик электродвигателя при запуске СК.

2.3. Результаты наземного привода для скважины 527

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 527.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	37

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,27 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.3.1).

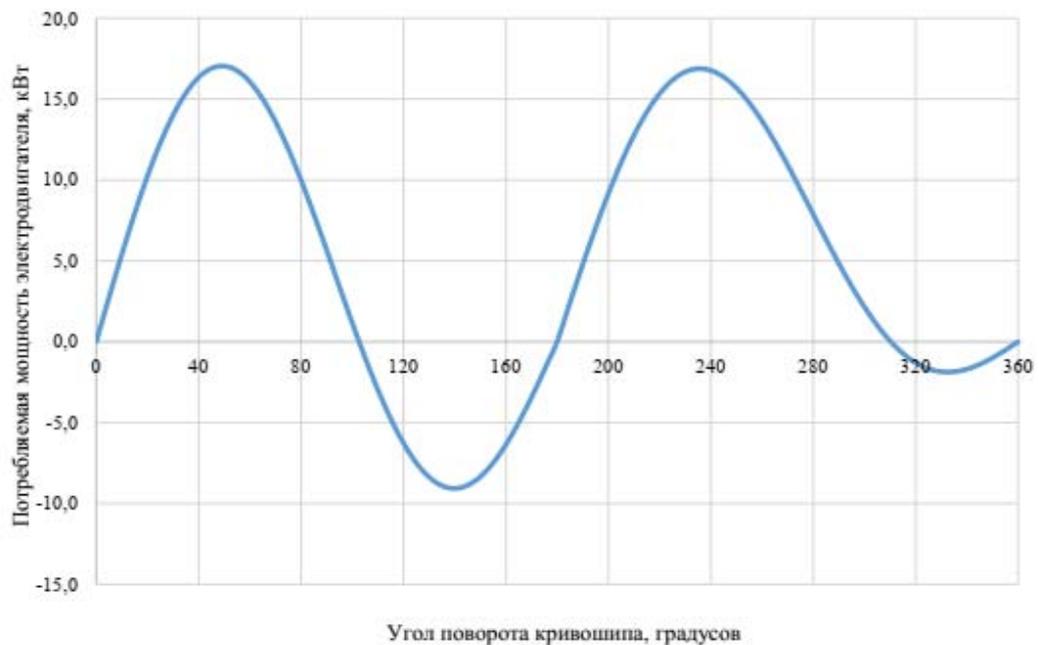


Рисунок 2.2.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 5,2 кВт*ч.

Далее рассчитаем изменение моментов на валу электродвигателя при пуске скважины. Для этого принято, что диаметр шкива электродвигателя равен 200 мм, номинальный крутящий момент 368 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.3.2.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

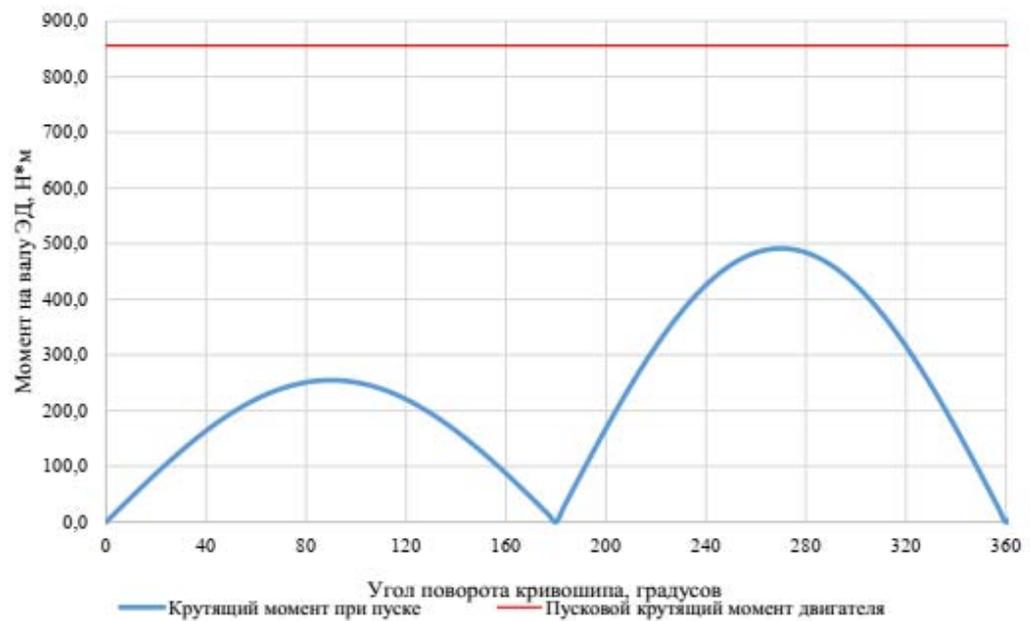


Рисунок 2.3.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

По результатам расчета можно сделать вывод, что при заданном режиме работы расчетные значения момента трогания и потребления электроэнергии не превышают паспортных характеристик электродвигателя при запуске СК.

2.4. Результаты наземного привода для скважины 518

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 518.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,23 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.3.1).

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист	
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись	Дата

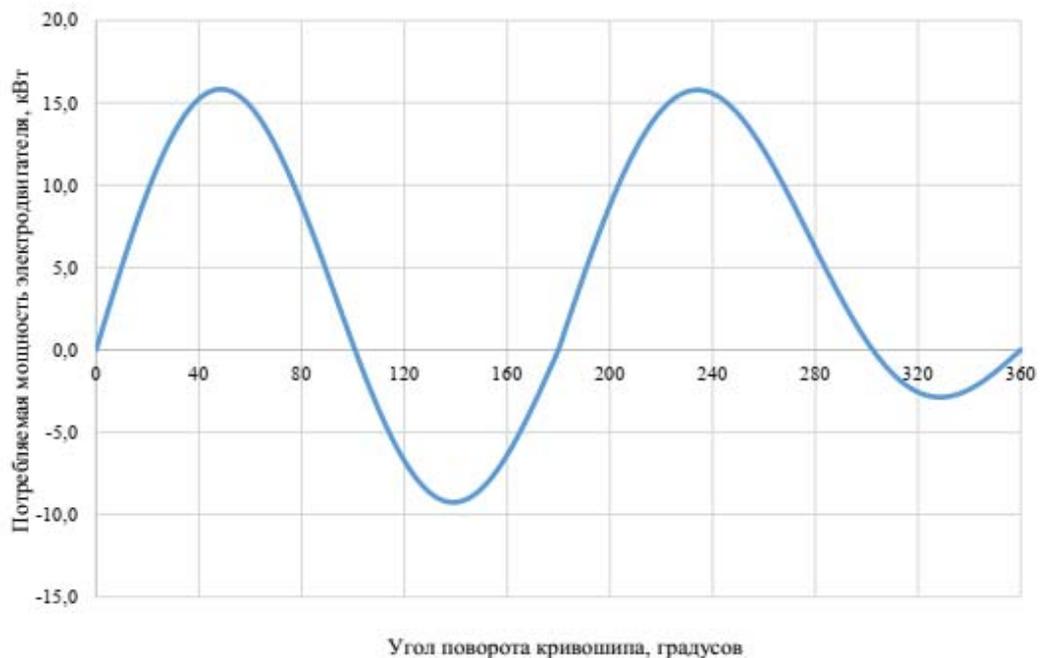


Рисунок 2.3.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 4,4 кВт*ч.

Далее рассчитаем изменение моментов на валу электродвигателя при пуске скважины. Для этого принято, что диаметр шкива электродвигателя равен 200 мм, номинальный крутящий момент 368 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.3.2.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист	
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись	Дата

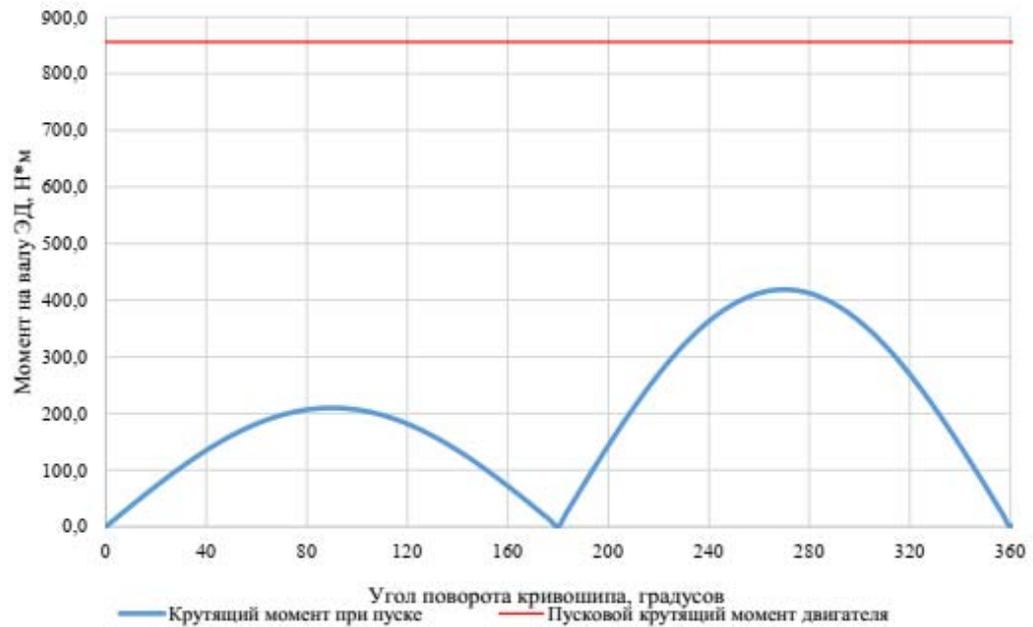


Рисунок 2.3.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

По результатам расчета можно сделать вывод, что при заданном режиме работы расчетные значения момента трогания и потребления электроэнергии не превышают паспортных характеристик электродвигателя при запуске СК.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись

3. РЕЗУЛЬТАТЫ

На основании исходных и расчётных данных в рамках подбора ГНО в ПО «ИСТП» выполнен подбор оптимальной компоновки оборудования. В таблице 3.1. приведены ссылки на приложения с результатом выполненного подбора, а также результаты подбора.

Перечень идентичных данных, не отраженные в таблице приведен далее:

- Типа станка качалки: ПНШ8-3-40 (длина хода – 3 м)
- Тип насоса: НВ-32 с клапаном КТС
- Дополнительное оборудование: ЯГП-1, хвостовик 30 м, контейнер 30 м
- Насосные штанги: первая секция – 22 мм, вторая секция – канат, тяжелый низ – 22 мм.
- Коэффициент подачи насосов принят равным 0.7.

Также в таблице указаны результаты расчета работы поверхностного оборудования УШГН. При заданном режиме работы расчетные значения момента трогания и потребления электроэнергии не превышают паспортных характеристик электродвигателя при запуске СК.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.		Подпись

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

№ скважины	Результат подбора (номер приложения)	Число качаний /мин	Максимальная потребляемая мощность электродвигателя. кВт	Максимальный момент на валу при трогании. Н·м	Рекомендуемое оборудование:		Пусковой момент на валу двигателя. Н·м	Среднее энергопотребление
					Мощность. кВт	Номинальная частота вращения. об/мин		
509	1	4	18,4	490,9	22,0	495	856,0	5,2
527	2	4	17,0	491,5	22,0	495	856,0	5,2
518	3	4	15,8	418,7	22,0	495	856,0	4,4

20

Приложение 2. Подбор ГНО для скважины 527

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 527

Результат подбора плунжерного насоса

использовалась поправка: Вогель + вода (описывает двухфазный поток при обводненности более 20%)

Суточное потребление электроэнергии 45,82 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1336 м

Св. газ на приеме 0,62%

Козэф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 6,09 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)**Скребок: не установлен****Хвостовик** 30 м**Контейнер** 30 м**Станок-качалка ПНШВ-З-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)**

Двигатель: АО2-22-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 55 кН

Минимальная нагрузка 36 кН

Удлинение колонных штанг 0,078 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ канат 1**Диаметр** 22мм 20мм 22мм**Длина** 32м 300м 1000м**Количество** 4 шт 1 шт 125 шт**Напряжение** 14,03МПа 29,83МПа 58,66МПа**Загруженность** 14,32% 17,55% 59,86%**Сталь (предел прочности)** 98 МПа 170 МПа 98 МПа**Исходные данные**

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 9,8 Дебит по нефти, т/сут: 6,23

Длина до верхней границы перфорации, м: 1540 Динамический уровень, м: 673,13

Давление буферное, МПа: 1,02 Давление затрубное, МПа: 1,02

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 152 Обводненность, %: 30

Длина(секция 1), м: 1091 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 4,28

Название пласта

Тл-66-Рд

Газовый фактор, куб.м/т: 41,3 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01759 Плотность нефти в н.у., кг 870

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1157 Плотность газа в н.у., кг/к 0,977

Пластовое давление, МПа: 10,2 Давление насыщения, МПа 10,2

Степень кривой разгазирования: 2,67 Содержание АСПО, %: 0

Температура пласта, °С: 26,5 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,08

Зенит, °: 57,997 Азинут, °: 179,565

Темп набора кривизны, °: 0

Прохождение участков с темпом набора кривизны более 1.5 градусов на 100 метров осуществлять со скоростью не более 0.5 м/с:

Участки:

285-300, 360-375, 1101-1111, 1131-1286,02

Подбор произвел [11.12.2023 17:21]: Timofey

Изм. инв. №	
Подпись и дата	
Изм. № подл.	

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH
------	--------	------	--------	---------	------	------------------------------------

Приложение 3. Подбор ГНО для скважины 518

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 518

Результат подбора плунжерного насоса

использовалась поправка: Вогель + вода (описывает двухфазный поток при обводненности более 20%)

Суточное потребление электроэнергии 45,62 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 2,96%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,9 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШВ-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АО2-22-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 53 кН

Минимальная нагрузка 37 кН

Удлинение колонных штанг 0,08 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ канат 1

Диаметр 22мм 20мм 22мм

Длина 48м 300м 1000м

Количество 6 шт 1 шт 125 шт

Напряжение 14,52МПа 28,32МПа 51,83МПа

Загруженность 14,81% 16,66% 52,88%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 170 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 9,5 Дебит по нефти, т/сут: 6,05

Длина до верхней границы перфорации, м: 1490 Динамический уровень, м: 712,45

Давление буферное, МПа: 0,94 Давление затрубное, МПа: 0,94

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 130 Обводненность, %: 30

Длина(секция 1), м: 1108 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивности 3,28

Название пласта Т

Газовый фактор, куб.м/т: 41,3 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,00539 Плотность нефти в н.у., кг 870

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1157 Плотность газа в н.у., кг/к 0,977

Пластовое давление, МПа: 10,2 Давление насыщения, МПа 9,42

Степень кривой разгазирования: 2,67 Содержание АСПО, %: 0

Температура пласта, °С: 26,5 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коеф. нефти: 1,084

Зенит, °: 51,421 Азимут, °: 163,662

Темп набора кривизны, °: 0

Прохождение участков с темпом набора кривизны более 1.5 градусов на 100 метров осуществлять со скоростью не более 0.5 м/с:

Участки:

95-100, 160-235, 310-310, 340-340, 445-455, 470-490, 505-510, 520-525, 535-555, 565-565, 595-605, 635-635, 650-675, 685-695, 710-735, 750-760, 775-775, 820-820, 1118-1128, 1148-1302,37

Подбор произвел [11.12.2023 17:27]: Timofey

23

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

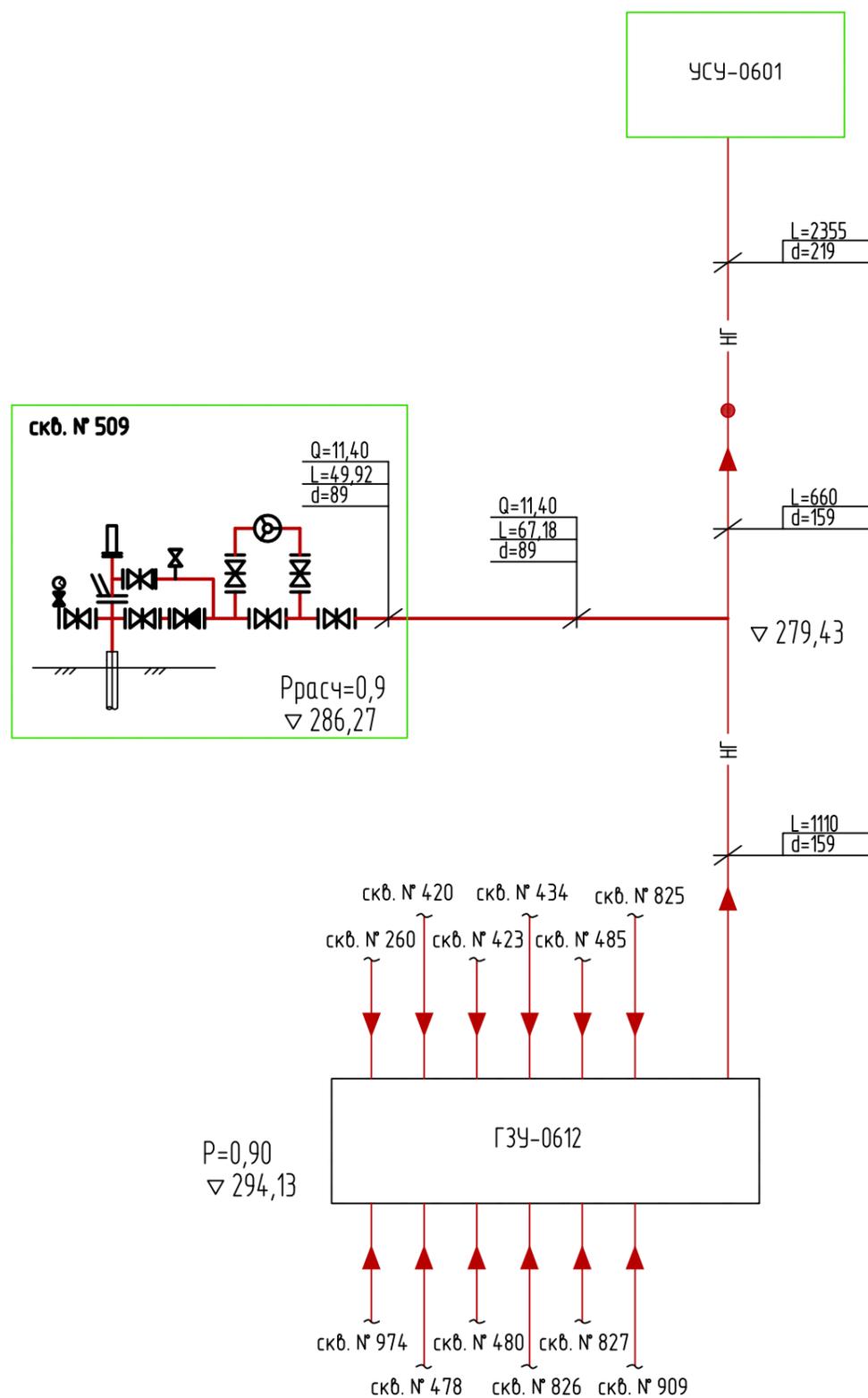
2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.TCH

46

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
	Выкидной трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Задвижка ручная
	Клапан обратный
	Счетчик жидкости
	Групповая замерная установка
	Расход жидкости (с учетом запаса 20 %), м3/сут
	Длина участка, м
	Отметка земли, м
	Диаметр трубопровода, мм
	Давление, МПа
	Скорость жидкости, м/с



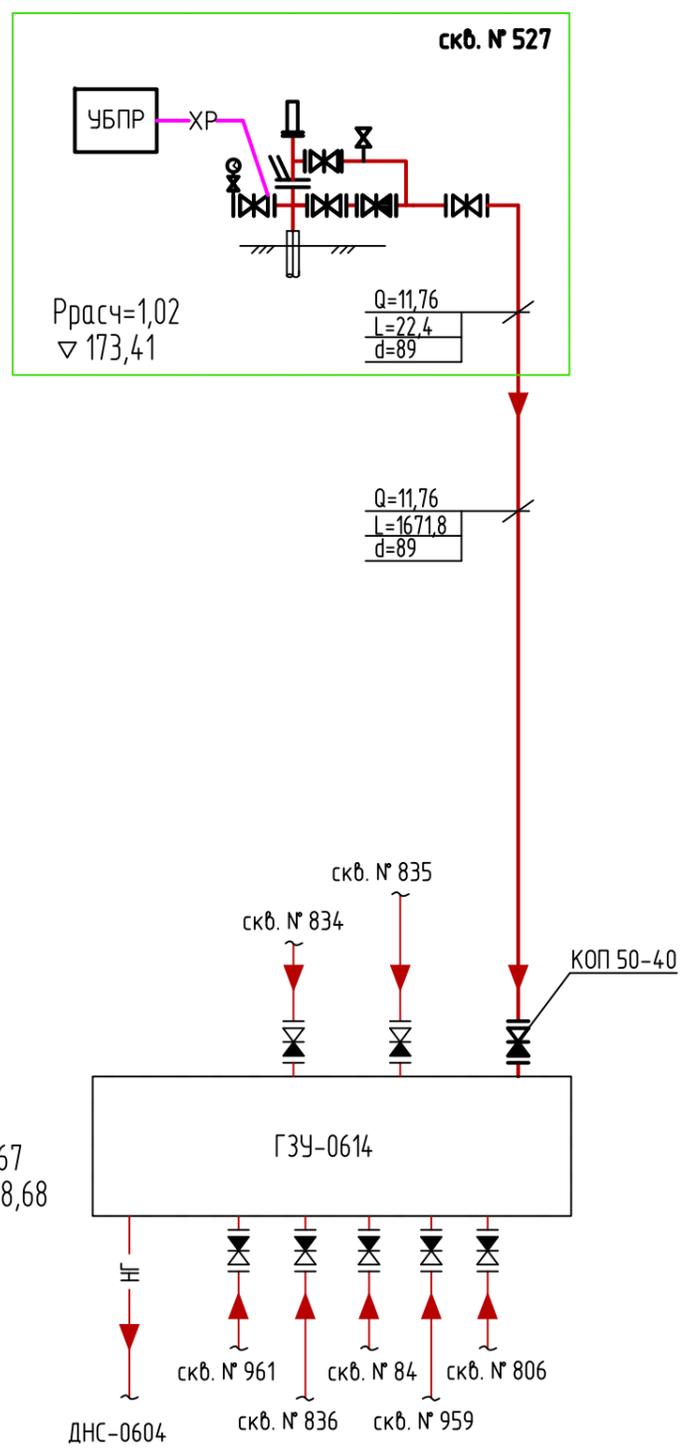
1. Проектируемые сооружения и технологическая обвязка показаны основной линией.

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

2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.GCH						
Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	
Разраб.	Савина	Савина	02.24			
Проверил	Киртока	Киртока	02.24			
Н. контр.	Кибдукевич		02.24			
ГИП	Пешина		02.24			
Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 509				Стадия	Лист	Листов
				П	1	
ООО "РСК-Инжиниринг"						

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Выкидной трубопровод проектируемый
	Выкидной трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Трубопровод химреагента
	Задвижка ручная
	Клапан обратный
УБПР	Устьевой блок подачи реагента
ГЗУ	Групповая замерная установка
Q	Расход жидкости (с учетом запаса 20 %), м3/сут
L	Длина участка, м
▽	Отметка земли, м
d	Диаметр трубопровода, мм
P	Давление, МПа
V	Скорость жидкости, м/с



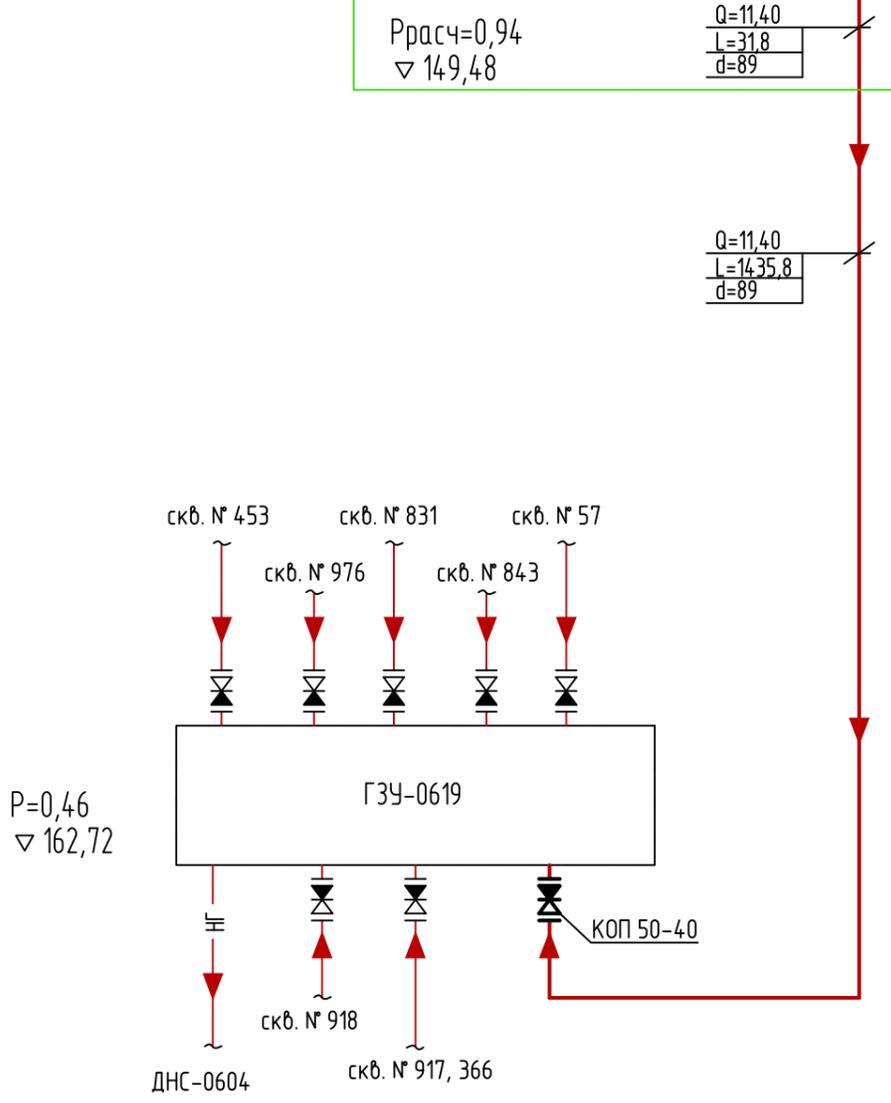
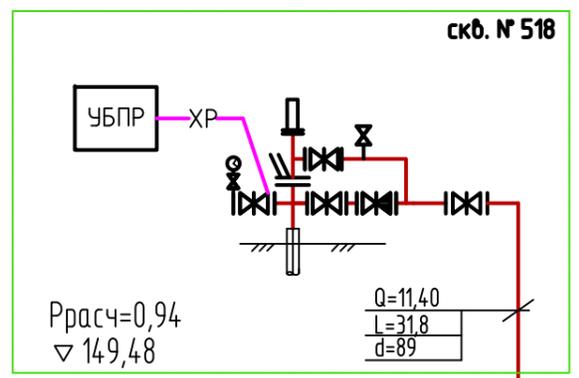
1. Проектируемые сооружения и технологическая обвязка показаны основной линией.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.GCH					
Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Савина			<i>Савина</i>	02.24
Проверил	Киртока			<i>Киртока</i>	02.24
Н. контр.	Кидукевич			<i>Кидукевич</i>	02.24
ГИП	Пешина			<i>Пешина</i>	02.24
Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 527					Стадия Лист Листов
					П 2
ООО "РСК-Инжиниринг"					Формат А3

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Выкидной трубопровод проектируемый
	Выкидной трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Трубопровод химреагента
	Задвижка ручная
	Клапан обратный
УБПР	Устьевой блок подачи реагента
ГЗУ	Групповая замерная установка
Q	Расход жидкости (с учетом запаса 20 %), м3/сут
L	Длина участка, м
▽	Отметка земли, м
d	Диаметр трубопровода, мм
P	Давление, МПа
V	Скорость жидкости, м/с



1. Проектируемые сооружения и технологическая обвязка показаны основной линией.

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

2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.1.GCH					
Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Савина			<i>Савина</i>	02.24
Проверил	Киртока			<i>Киртока</i>	02.24
Н. контр.	Кидукевич			<i>Кидукевич</i>	02.24
ГИП	Пешина			<i>Пешина</i>	02.24
Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 518					Стадия Лист Листов
					П 3
ООО "РСК-Инжиниринг"					Формат А3