

**Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения
(модуль 141)»**

Проектная документация

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

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Книга 3 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS3

Том 4.3.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения
(модуль 141)»

Проектная документация

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

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического
обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание
технологических решений

Книга 3 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS3

Том 4.3.3

Договор №

2021/354/ДС88

Главный инженер

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

Д.Ю. Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS3.S	Содержание тома 4.3.3	2
2021/354/ДС88-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS3.TCH	Текстовая часть Приложение А. Подбор глубинно-насосного оборудования в программном комплексе «ИСТП»	4
2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS3.GCH-1	Графическая часть Принципиальная технологическая схема сбора нефти Гавринского месторождения Унифицированный опросный лист ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на станок-качалку ПШСН 80-3-40 Опросный лист на блок подачи химического реагента Унифицированная форма опросного листа для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на устройства пуска-приема DN 80-300 PN до 6,3 МПа	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS3.S

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА		
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	1
						НПИ ОНГМ		
Разраб.		Богданов			01.24			
Проверил		Сивкова			01.24			
Нач.отд.		Сивкова			01.24			
Н.контр.		Сивкова			01.24			
ГИП		Минин			01.24			

13 Сведения о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники	40
14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	40
15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	41
16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе.....	41
17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	42
Таблица регистрации изменений	46
Приложение А	47

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
										2
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

1 Основание для разработки проектной документации. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

Настоящей проектной документацией предусматривается расширение существующих кустов скважин №№1, 2, 3 и строительство и обустройство проектируемых кустов скважин №№ 4,5 Гавринского месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с проектируемых скважин данных кустов.

Основанием для разработки проектной документации является:

- Среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2023-2025гг.

Настоящий подраздел проектной документации разработан в соответствии со следующими документами:

- Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)", утвержденное Первым Заместителем Генерального директора – Главного инженера ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П.Пивоваром 04.08.2022 г. (с приложениями).

При разработке данного подраздела проектной документации использованы следующие материалы:

- Технический отчет по результатам инженерных изысканий «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)», выполненный в 2023г.

Объем добычи с проектируемых скважин принят согласно ТУ УРНиГМ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и указан в таблице 1.1:

Таблица 1.1 - Объем добычи с проектируемых скважин

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Кол-во
1 (расширение куста)	69	6,9	9,7	1
	70	7,2	10,1	1
	47	27,9	39,4	1
	19	18,0	24,6	1
	66	4,4	6,2	1
	46	25,2	35,6	1
	81	14,8	21,5	1
	62	6,5	9,1	1

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

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Кол-во
	15	14,1	19,2	1
	65	6,2	8,7	1
	14	7,3	10,0	1
	64	6,7	9,4	1
	63	5,9	8,3	1
	69	6,9	9,7	1
	Итого	151,1	211,8	13
2 (расширение куста)	24	6,7	9,4	1
	49	8,1	11,4	1
	75	7,0	9,8	1
	23	5,2	7,1	1
	22	6,9	9,4	1
	73	12,6	18,3	1
	48	7,3	10,3	1
	71	6,4	9,0	1
	18	12,4	16,9	1
	Итого	72,6	101,6	9
3 (расширение куста)	11	15,6	21,3	1
	13	18,4	25,1	1
	44	17,3	24,4	1
	45	11,5	16,2	1
	7	23,5	32,1	1
	42	16,4	23,1	1
	40	14,8	20,8	1
	6	17,1	23,3	1
	60	15,0	21,8	1
	41	17,0	23,9	1
	43	16,6	23,4	1
	10	20,7	28,2	1
	Итого	72,6	101,6	12
4	27	10,8	14,7	1
	50	15,4	21,7	1
	76	4,6	6,5	1
	26	10,9	14,9	1
	77	4,4	6,2	1
	Итого	46,1	64,0	5
5	5	10,0	14,1	1
	Итого	10,0	14,1	1

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Кол-во
Общий		483,7	675,1	40

Принципиальная технологическая схема системы сбора и транспорта продукции проектируемых скважин Гавринского месторождения приведена в графической части данного тома.

Сбор и транспорт нефти предусматривается по однотрубной герметизированной схеме, принятой исходя из существующей ситуации на месторождении.

Продукция проектируемых добывающих скважин №№69,70,47,19,66,46,81,62,15,65,14,64,63,69 расширяемого куста №1 после замера дебита индивидуальными счетчиками типа СКЖ, размещенными на приустьевых площадках каждой скважины, под давлением, создаваемым штанговыми насосами и установками ЭЦН, по проектируемым выкидным и нефтегазосборному трубопроводам транспортируется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «Скважины №№1,4 – точка врезки в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0231 – ГЗУ-0229»»; далее, совместно с продукцией существующих скважин №1,4, по существующим трубопроводам транспортируется на УППН «Куеда».

Продукция проектируемых добывающих скважин №№24,49,75,23,22,73,48,71,18 расширяемого куста №2 после замера дебита индивидуальными счетчиками типа СКЖ, размещенными на приустьевых площадках каждой скважины, под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по проектируемым выкидным и нефтегазосборному трубопроводам транспортируется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «Скважина №2 – точка врезки в нефтегазосборный трубопровод от скважин №№1,4». Далее, совместно с продукцией существующих скважин, продукция проектируемых скважин по существующим трубопроводам транспортируется на УППН «Куеда».

Продукция проектируемых добывающих скважин №№11,13,44,45,7,42,40,6,60,41,43,10 расширяемого куста №3 после замера дебита индивидуальными счетчиками типа СКЖ, размещенными на приустьевых площадках каждой скважины, под давлением, создаваемым штанговыми насосами и установками ЭЦН, по проектируемым выкидным и нефтегазосборному трубопроводам транспортируется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «Скважина №3 – точка врезки в нефтегазосборный трубопровод от скважин №№1,4»»; далее, совместно с продукцией существующих скважин №1,4, по существующим трубопроводам транспортируется на УППН «Куеда».

Продукция проектируемых добывающих скважин №№27,50,76,26,77 проектируемого куста №4 после замера дебита индивидуальными счетчиками типа

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH						5
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

СКЖ, размещенными на приустьевых площадках каждой скважины, под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по проектируемым выкидным и нефтегазосборному трубопроводам транспортируется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «Скважина №3 – точка врезки в нефтегазосборный трубопровод от скважин №№1,4». Далее, по существующим трубопроводам, совместно с продукцией существующих скважин, продукция проектируемых скважин транспортируется на УППН «Куеда». Очистка от АСПО внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусматривается при помощи камер запуска и приема очистных устройств.

Продукция проектируемых добывающей скважины №5 проектируемого куста №5 после замера дебита индивидуальными счетчиками типа СКЖ, размещенными на приустьевых площадках каждой скважины, под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по проектируемым выкидным и нефтегазосборному трубопроводам транспортируется до точки врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста №2. Далее, по существующим трубопроводам, совместно с продукцией существующих скважин, продукция проектируемых скважин транспортируется на УППН «Куеда». Очистка от АСПО внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусматривается при помощи камер запуска и приема очистных устройств.

Число рабочих дней в году для системы сбора и транспорта нефти и газа Гавринского месторождения принято 365сут. Режим работы – непрерывный, круглосуточный.

Температура транспорта продукции нефтяных скважин в зимнее время принята +5°С, в летнее время – +15°С, исходя из опыта эксплуатации месторождений.

В соответствии с заданием на проектирование предусматривается два варианта обустройства скважин:

- погружными штанговыми насосами (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40;
- установками электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) типа ЭЦН 5-40.

Для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в стволах скважин предусматривается применение штанг с полиамидными скребками и штанговращателей.

Очистка внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопроводов от куста №4 и куста №5 предусматривается с помощью устройств пуска/приема ОУ. Для остальных проектируемых нефтегазосборных трубопроводов устройства пуска и приема очистных устройств не предусмотрены ввиду небольшой протяженности трасс.

Также очистка от АСПО внутренней поверхности проектируемых выкидных и нефтегазосборных трубопроводов предусматривается методом периодической обработки в соответствии с «Инструкцией по очистке полостей трубопроводов ЦДНГ №2». Промывка предусматривается периодически в зависимости от роста давления в трубопроводах, согласно графику по очистке трубопроводов. Для

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	6

промывки трубопроводов в обвязке скважин предусмотрены узлы ввода горячей воды.

Для снижения вязкости продукции скважин на территории проектируемых и расширяемых кустов организована подача деэмульгатора. Ввод деэмульгатора предусматривается насосом-дозатором, входящим в состав устьевого блока подачи реагента (УБПР). Количество вводимого реагента рассчитывается на суммарный объем добычи с проектируемых и существующих кустовых площадок и корректируется в процессе эксплуатации исходя из фактических свойств транспортируемой среды.

Согласно гидравлическому расчету давление на устьях скважин составляет:

- для куста №1 составляет 2,42 МПа,
- для куста №2 составляет 2,12 МПа,
- для куста №3 составляет 2,98 МПа,
- для куста №4 составляет 2,55 МПа,
- для куста №5 составляет 2,06 МПа.

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

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

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

- электроэнергия для насосного оборудования и других электроприемников. Расчет потребления электроэнергии приведен в томе 4.3.1 «Система электрообеспечения».

- горячая вода для промывки выкидных и нефтегазосборных трубопроводов от АСПО. Количество горячей воды для промывки выкидных и нефтегазосборных трубопроводов от АСПО определено, исходя из протяженности трубопровода и опыта эксплуатации месторождений. Количество промывок - 5 в год. Ориентировочно для промывки потребуется 159,8м³ горячей воды в год. Горячую воду доставляют в специализированных цистернах с УППН "Куеда".

- хим. реагент для снижения динамической вязкости и агрегативной устойчивости нефтегазоводяной эмульсии. Необходимое количество хим. реагента уточняется после получения фактических данных нефтяных эмульсий в процессе эксплуатации скважин.

В качестве хим. реагента предполагается применение базового реагента-деэмульгатора согласно квартального ТР на применение реагентов-деэмульгаторов с удельным расходом до 100 г/т. На данный момент, согласно данным действующего технологического регламента системы сбора ЦДНГ-2, на месторождении применяется деэмульгатор Сондем-4401 по ТУ 2458-311-05765670-2005.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							7
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Деэмульгатор представляет собой композиционную смесь неионогенных, катионоактивных и анионоактивных ПАВ, синергетических добавок в органических растворителях (метанол, толуол).

Характеристика деэмульгатора:

- удельная плотность – 0,87-0,96 г/см³;
- вязкость при 20°С – не более 60 мм²/с;
- температура застывания – минус 50°С;
- температура самовоспламенения - 437°С;
- температура вспышки - 5°С;
- класс опасности - 3.

3 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Для учета электроэнергии, потребляемой электроприемниками проектируемого объекта, питающая КТП укомплектована счетчиком типа ПСЧ-4ТМ.

4 Описание источников поступления сырья и материалов

Для проектируемых скважин Гавринского месторождения промышленно-нефтеносными являются пласты KB1, B3B4, Bш1, Tл2-б, Bб1+Bб2, T, Фм Солодовского купола и KB1, B3B4, Bш1, Tл2-б, Bб1+Bб2, T, Фм3 Восточно-Солодовского купола.

Физико-химические свойства нефти и состав попутного нефтяного газа приведены в таблицах 4.1, 4.2, 4.3.

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							8
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 4.1 - Физико-химические свойства нефти

Пласт	Плотность, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с		Температура застывания, °С	Температура начала кипения, °С	Содержание светлых фракций при температуре, объемные %				
		20 °С	50 °С			100	150	200	250	300
Солодовский купол										
C2ks-vr (KB1)	0,889	29,09	10,59	-20.8	54,3	8,5	17,0	23,5	32,5	46,5
C2vr (B3B4)	0,876	17,26	7,23	-9,8	51,0	7,6	16,4	24,6	35,4	47,5
C2b (Бш1)	0,901	51,46	15,76	-20.2...-14.3	59,5	4,0	10,5	18,5	27,5	35,5
C1tl (Тл2-б)	0,891	36,46	12,08	-26,5	47,1	7,2	14,6	21,6	30,4	41,0
C1bb (Бб1+Бб2)	0,906	59,17	17,71	-28.7	56,0	6,5	14,0	21,0	28,0	44,0
C1t (Т)	0,917	94,49	24,66	-22.0	50,1	5,5	12,3	18,9	27,1	38,4
D3fm (Фм)	0,927	166,37	39,87	-17.7	61,4	3,6	9,3	15,3	21,8	32,8
Восточно-Солодовский купол										
C2ks-vr (KB1)	0,875	16,07	6,77	-22.8	44,3	9,3	18,8	27,2	36,0	47,3
C2vr (B3B4)	0,875	16,07	6,77	-22,8	44,3	9,5	19,0	27,0	36,0	47,5
C2b (Бш1)	0,882	33,08	11,59	-39,8	46,0	9,5	19,5	28,0	38,0	52,0
C1tl(Тл2-б)	0,891	36,46	12,08	-26,45	47,1	7,2	14,6	21,6	30,4	41,0
C1bb (Бб1+Бб2)	0,906	59,17	17,71	-28.7	56,0	6,5	14,0	21,0	28,0	44,0
C1t (Т)	0,916	118,54	29,79	-25,8	48,6	6,8	12,9	19,0	25,9	40,0
D3fm (Фм3)	0,927	166,37	39,87	-17.7	61,4	3,6	9,3	15,3	21,8	32,8

Таблица 4.2 - Компонентный состав нефти

№ п/п	Наименование параметра	Пласт					
		C1t (Т1),	C1bb (Бб1+Бб2)	C1tl (Тл2-б)	C2b (Бш1)	C2vr (B3B4)	C2ks-vr (KB1)
1	Молярная концентрация компонентов, %						
	- сероводород	-	-	-	0,45	-	-
	- двуокись углерода	1,51	1,96	0,11-0,87	0,11	1,77	1,77
	- азот+редкие	3,45	2,89	5,54-5,68	5,68	5,63	5,63
	в т.ч. гелий	-	-	-	-	-	-
	- метан	12,32	41,75	13,58-18,77	4,70	6,34	6,34
	- этан	2,60	12,13	4,26-8,29	4,52	6,15	6,15
	- пропан	3,33	6,50	3,12-8,78	2,49	5,98	5,98
- изобутан	0,95	1,05	0,66-1,17	0,36	1,94	1,94	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							9

	- норм. бутан	2,50	3,09	1,85-2,00	0,51	3,60	3,60
	- изопентан	1,79	1,29	0,97-1,37	0,32	2,62	2,62
	- норм. пентан	1,52	1,62	0,87-1,75	0,28	1,74	1,74
	- гексаны	3,31	2,04	2,00-3,82	1,71	3,82	3,82
	- гептаны	66,69	25,68	50,74-63,80	78,87	60,41	60,41
2	Молекулярная масса	220,34	67,33	179,19-188,69	216,15	179,61	179,61
3	Газосодержание (стандартная сепарация), м3/т	26,8	30,7	36,8-46,3	24,1	41,9	41,9
4	Плотность нефти, кг/м3	900	876	851-856	876	843	843

Таблица 4.3 - Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа

№ п/п	Наименование параметра	Пласт					
		C1t (T1)	C1bb (Бб1+Бб2)	C1tl (Тл2-б)	C2b (Бш1)	C2vr (ВЗВ4)	C2ks-vr (КВ1)
1	Молярная концентрация компонентов, %						
	- сероводород	0,14	-	-	-	-	-
	- двуокись углерода	5,92	0,57	0,17-0,36	0,79	5,90	5,90
	- азот+редкие	12,19	29,80	17,50-18,93	33,27	19,43	19,43
	в т.ч. гелий	0,02	0,011	-	-	0,013	0,013
	- метан	48,11	39,62	37,34-40,97	18,21	20,69	20,69
	- этан	12,48	12,79	15,14-16,75	21,96	25,02	25,02
	- пропан	13,03	11,36	14,74-17,03	16,81	17,79	17,79
	- изобутан	2,13	1,78	2,53-2,82	3,03	3,95	3,95
	- норм. бутан	3,98	2,83	4,85-5,42	4,26	4,88	4,88
	- изопентан	0,97	0,74	1,35-1,54	1,06	1,32	1,32
	- норм. пентан	0,65	0,36	0,84-0,99	0,44	0,61	0,61
	- гексаны	0,41	0,14	0,29-0,44	0,16	0,39	0,39
	- гептаны	-	-	-	-	-	-
	- октаны	-	-	-	-	-	-
	- остаток C9+	-	-	-	-	-	-
2	Плотность						
	газа, кг/м3	1,184	1,143	1,221-1,276	1,340	1,406	1,406
	газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,984	0,95	1,014-1,060	1,113	1,168	1,168

Парциальное давление сероводорода для продукции проектируемых скважин, осуществляющих добычу с пластов C1t (T1) и C2b (Бш1), составляет 400 Па (при 4,0МПа). Добываемая нефтегазоводяная эмульсия, содержащая сероводород с парциальным давлением от 300Па до 10000Па при рабочем давлении, относится к средам с низким содержанием сероводорода.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							10

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

В настоящей проектной документации не регламентируются качественные характеристики продукции.

6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Запроектированное в настоящем проекте технологическое оборудование (станок-качалка, устьевая арматура и т.д.) является новым оборудованием полной заводской готовности, монтируемым на проектируемое основание и подключаемое к проектируемым коммуникациям. Разработка конструкторской и технической документации на оборудование и устройства заводского изготовления настоящей проектной документацией не предусматривается.

Выбор оборудования выполнен на основании:

- задания на проектирование и технических условий заказчика;
- принятой технологической схемы;
- технических характеристик оборудования по данным заводоизготовителей.

Состав проектируемых технологических сооружений приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Состав проектируемых технологических сооружений

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Куст №1 (расширение)				
1	Скважины добывающие, обустроенные способ эксплуатации ШГН (№№69,70,19,66,81,62,15,65,14,64,63):	шт.	11	
1.1.1	ШГН (№№63,66):	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=15 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.2	ШГН (№№69,70,62,65,14,64):	шт.	6	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=22 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.3	ШГН (№№81,15):	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.4	ШГН (№19):	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				N=45 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	11	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости для проектируемых скважин	компл.	11	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230х35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	11	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Скважины добывающие, обустроенные способ эксплуатации ЭЦН (№№47,46):	шт.	2	
2.1	Насосный агрегат добывающих скважин №№47,46	шт.	2	Центробежный насос ЭЦН 5-40 с электроприводом, со станцией управления с частотным регулированием, - номинальная подача – 40 м³/сут; - напор – 1500 м
2.2	Механизм депарафинизации скважин механическим способом с аналоговой станцией управления и лубрикатором	компл.	2	Л65-21-01
2.3	Счетчик жидкости для проектируемых скважин	компл.	2	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
2.4	Устьевая арматура АФК-3-65/65-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ЗД-КВ-1/3х16-КОР-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230х35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	2	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 65мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
3	Выкидные трубопроводы	м	310	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
4	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №1 – т.вр. в трубопровод «Скв. №№1,4 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0231 –	км	0,02 (линейная часть отсут-	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							12

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	ГЗУ-0229»		ствует)	ем
4	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
Куст №2 (расширение)				
1	Скважины добывающие, обустроенные на 1 способ эксплуатации (скв. №№24,49,75,23,22,73,48,71,18):	шт.	9	
1.1.1	ШГН (скв. №22)	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=15 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.2	ШГН (скв. №№24,75,48,71,49,23)	шт.	6	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=22 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.3	ШГН (скв. №№73,18)	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	9	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости	компл.	9	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	9	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Выкидные трубопроводы	м	232	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.
3	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	км	0,209	
4	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
Куст №3 (расширение)				
1	Скважины добывающие, обустроенные способ эксплуатации ШГН	шт.	10	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист 13
-----	--------	------	-------	-------	------	--------------------------------	------------

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	(№№11,13,44,45,42,40,6,60,41,43):			
1.1.1	ШГН (№60):	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.2	ШГН (№№11,40,42,13,44,6,41,43,45):	шт.	9	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=45 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	10	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости для проектируемых скважин	компл.	10	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	10	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Скважины добывающие, обустроенные способ эксплуатации ЭЦН (№№7,10):	шт.	2	
2.1	Насосный агрегат добывающих скважин №№7,10	шт.	2	Центробежный насос ЭЦН 5-40 с электроприводом, со станцией управления с частотным регулированием, - номинальная подача –40 м³/сут; - напор – 2000 м
2.2	Механизм депарафинизации скважин механическим способом с аналоговой станцией управления и лубрикатором	компл.	2	Л65-21-01
2.3	Счетчик жидкости для проектируемых скважин	компл.	2	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
2.4	Устьевая арматура АФК-3-65/65-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ЗД-КВ-1/3х16-КОР-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-	компл	2	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 65мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH

Лист

14

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35			
3	Выкидные трубопроводы	м	306	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
4	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №1 – т.вр. в трубопровод «СКВ. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	км	0,132	
5	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
Куст №4				
1	Скважины добывающие, обустроенные на 1 способ эксплуатации (скв. №№27,50,76,26,77):	шт.	5	
1.1.1	ШГН (скв. №№76,77)	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=15 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.2	ШГН (скв. №№27,26)	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.3	ШГН (скв. №50)	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=45 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	5	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости	компл.	5	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	5	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Выкидные трубопроводы	м	110	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
3	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4 – т.вр. в трубопровод	км	1,159	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							15

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	«Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4»»			ного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.
4	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
5	Устройство пуска очистных устройств	компл.	1	Тип III-УПП1-80-4,0
6	Устройство приема очистных устройств	компл.	1	Тип III-УПП2-80-4,0
Куст №5				
1	Скважины добывающие, обустроенные на 1 способ эксплуатации (скв. №5):	шт.	1	
1.1	ШГН (скв. №5)	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=22 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	1	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости	компл.	1	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Выкидные трубопроводы	м	13	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.
3	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»»	км	1,210	
4	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
5	Устройство пуска очистных устройств	компл.	1	Тип III-УПП1-80-4,0
6	Устройство приема очистных устройств	компл.	1	Тип III-УПП2-80-4,0

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							16

Парциальное давление сероводорода для продукции проектируемых скважин, осуществляющих добычу с пластов C1t (Т1) и C2b (Бш1), составляет 400 Па (при 4,0МПа). Добываемая нефтегазовая эмульсия, содержащая сероводород с парциальным давлением от 300Па до 10000Па при рабочем давлении, относится к средам с низким содержанием сероводорода.

На основании отчета по бурению и из-за прохождения колонны через пласты с сероводородом – исполнение арматуры принято в стойком к СКР исполнении К2.

Необходимость применения оборудования и трубопроводов в стойком к СКР исполнении определена согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п.п.68, 556, 1460, приложение №4 (табл.№1). При значениях абсолютного давления более 18,6 кгс/см² и парциальном давлении сероводорода более 345Па требуется применение оборудования, стойкого к СКР.

Проектом принято:

- применение запорной арматуры и оборудования в коррозионно-стойком исполнении;
- применение трубопроводов с защитным антикоррозионным покрытием.

Проектируемое оборудование будет эксплуатироваться в районе, где абсолютный минимум температуры составляет минус 54°С (согласно данным инженерно-гидрометеорологических изысканий). Для всего проектируемого оборудования предусмотрено климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°С).

6.1 Добывающие скважины

В соответствии с заданием на проектирование и отчету по подбору глубинно-насосного оборудования в программном комплексе «ИСТП» предусматривается два варианта обустройства добывающих скважин:

- установками электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) типа ЭЦН 5-40 (скважины №№47,46 куста №1 и скважины №№7,10 куста №3);
- погружными штанговыми насосами (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40 (все остальные скважины).

Комплектность оборудования: рама, редуктор, тело и головка балансира, электродвигатель, станция управления.

Техническая характеристика ПШСН 80-3-40:

- номинальная нагрузка на устьевом штоке – 80кН;
- максимальная длина хода устьевого штока – 3м;
- номинальный крутящий момент на выходном вале редуктора – не менее 40 кНм;
- передаточное число редуктора – 37;
- количество качаний балансира – 3,0 ÷ 12,0 в минуту;
- мощность двигателя – 18,5; 22: 30 кВт;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							17

- синхронная частота вращения электродвигателя – 700; 1000; 1500 мин-1;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°C).

Проектом предусматриваются скважинные штанговые насосы НВ-32, ННБ-32, ННБ-38, ННБ-44, НН-44, СПР 44/18 и СПР 44/24 со следующими техническими характеристиками:

- теоретическая подача (max) – до 65,6 м³/сут.;
- напор до 1500 м;
- рабочий ход плунжера до 3000; 3500мм;
- диаметр цилиндра – 32/38 мм.

Подбор глубинно-насосного и наземного оборудования скважин, расчет максимальной нагрузки на головку балансира при способе эксплуатации ШГН выполнены с помощью программного обеспечения «Инженерный симулятор технологических процессов». Результаты подбора глубинно-насосного оборудования приведены в приложении А данного тома.

Электрооборудование станка-качалки принято в пожарозащищенном исполнении IP54 (согласно ст.22 п.1 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ). Взрывозащищенное исполнение электрооборудования станка-качалки не предусмотрено, так как оно размещается на расстоянии не менее 3 м от устьевой арматуры и фланцевых соединений в обвязке скважин (согласно ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» п.п. 147, 149, приложение 5).

Настройка станка-качалки производится с помощью комплекта сменных шкивов и установки числа качаний после определения фактических параметров скважин.

Проектом предусмотрен автоматический останов станка-качалки при превышении и понижении давления в трубопроводе (порыв трубопровода, защита оборудования обвязки скважин от превышения давления в системе), а также защиты двигателя станка-качалки (повышение, понижение напряжения, короткое замыкание и т.п.).

Для обвязки устья проектируемых скважин ШГН проектом приняты комплекты устьевого оборудования АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35.

Для скважин №№47,46 куста №1 и скважин №№7,10 куста №3 приняты комплекты устьевого оборудования АФК-3-65/65-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ЗД-КВ-1/3х16-КОР-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35.

Согласно табл. 1 приложения 4 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для обвязки устьев проектируемых скважин, осуществляющих добычу с пластов С1t (Т1) и С2b (Бш1), проектом приняты комплекты устьевого оборудования в исполнении, стойком к сульфидно-

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							18
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

коррозионному растрескиванию, для обвязки устьев проектируемых скважин, осуществляющих добычу с других пластов, проектом приняты комплекты устьевого оборудования в общепромышленном исполнении.

Комплекты предназначены для:

- герметизации устья насосных скважин;
- для контроля и регулирования отбора нефти;
- для консервации скважин;
- проведения технологических, исследовательских и ремонтных работ.

Техническая характеристика комплекта устьевого:

- диаметр условного прохода ствола – 65 мм;
- диаметр условного прохода в боковых отводах – 50 мм для АУШГНК, 65 мм для АФК;
- рабочее давление устьевого арматуры –14 МПа;
- рабочее давление колонной обвязки –21 МПа;
- рабочее давление фланцевой пары для соединения устьевого арматуры и колонной обвязки – 35 МПа;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°С);
- температура скважинной среды – до +120°С;
- стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846-89: К2;
- уровень технических требований к комплекту – УТТ1 (PSL1) по ГОСТ Р 51365-2009;
- срок службы – не менее 15 лет.

Для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в стволе скважин предусматривается применение штанговращателей и штанг с полиамидными скребками.

6.2 Индивидуальные замерные устройства

Для замера дебита добывающих скважин предусмотрены счетчики жидкости СКЖ-30-40М2 с вычислителем БЭСЖ-2М и обогревателем КТО-2. Счетчики жидкости устанавливаются на приустьевой площадке каждой скважины.

Техническая характеристика счетчика СКЖ:

- верхний предел измерений – до 30 т/сут.
- рабочее давление – 4 МПа.
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1. Для эксплуатации при отрицательной температуре окружающей среды счетчик снабжен устройством обогрева камерного преобразователя расхода.

Датчики импульсов счетчика СКЖ имеет взрывозащиту – «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ 30852.1-2002, уровень взрывозащиты – «взрывобезопасный» по ГОСТ Р51330.0-99, маркировку взрывозащиты IExdПВТ4. Степень защиты датчиков импульсов от попадания пыли и воды – IP67 по ГОСТ 14254-2015.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							19
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Согласно руководству по эксплуатации счетчиков жидкости типа СКЖ, для счетчика СКЖ-30-40М2 содержание сероводорода в свободном нефтяном газе может составлять до 4% об.

Выбор данного типа измерительного устройства обусловлен количеством скважин, размещенных на площадке, дебитом и свойствами добываемой смеси, а также категорией размещения.

6.3 Блок подачи реагента

Для снижения динамической вязкости и агрегативной устойчивости нефтегазоводяной эмульсии, для улучшения реологических свойств нефти проектом предусмотрено применение деэмульгатора. Ввод деэмульгатора предусматривается насосом-дозатором, входящим в состав устьевого блока подачи реагента (УБПР).

Блок дозирования реагента предполагается полной заводской готовности, шкафного типа, обогреваемый, с металлическим каркасом, утепленный негорючим теплоизоляционным материалом. УБПР состоит из технологического и аппаратного отсеков, установленных на одной раме. Доступ в технологический и аппаратный отсеки осуществляется через двери УБПР.

Оборудование в технологическом и аппаратном отсеках предусмотрено во взрывозащищенном исполнении.

В блоке подачи реагента размещаются:

- насос дозировочный типа НД с обогреваемым приводом;
 - емкость технологическая V-0,4м³ из нержавеющей стали с взрывозащищенными нагревателями, антивандального исполнения, с визуальным указателем уровня и мерной линейкой;
 - запорная и запорно-регулирующая арматура;
 - КИПиА и средства автоматизации;
 - система заземления;
 - кабельно-проводниковая продукция.
- УБПР оснащен системой контроля и защиты, которая обеспечивает:
- сигнализацию состояния работы насосов;
 - измерение давления в нагнетательной линии дозировочного насоса;
 - сигнализация при минимально и максимально допустимом значении давления в нагнетательной линии дозировочного насоса;
 - останов дозировочного насоса при минимально и максимально допустимом значении давления в нагнетательной линии дозировочного насоса;
 - измерение уровня реагента в емкости, останов дозировочного насоса при минимальном уровне реагента в емкости;
 - измерение, регулирование температуры реагента в емкости, сигнализация и защита при минимально и максимально допустимом значении температуры в емкости;
 - сигнализация включения/выключения обогрева емкости;

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подш. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
										20

- защиты двигателя насоса (по перегрузу/недогрузу двигателя, по напряжению питания и т.д.).

Трубопровод подачи хим. реагента и устройство ввода входят в комплект УБПР.

Техническая характеристика УБПР:

- объем бака – 0,4м³;
- количество насосов – 1;
- подача насоса – до 1,6 л/час;
- установленная мощность - 2,0 кВт.

Климатическое исполнение УБПР по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1. Температура реагента в технологической емкости регулируется с помощью взрывозащищенных нагревателей.

Технологическая обвязка УБПР предусматривается в коррозионностойком исполнении.

6.4 Камеры пуска и приема очистных устройств

Очистка внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста №4 и нефтегазосборного трубопровода от куста №5 предусматривается с помощью устройств пуска/приема ОУ. Для остальных проектируемых нефтегазосборных трубопроводов устройства пуска и приема очистных устройств не предусмотрены ввиду небольшой протяженности трасс.

Проектом предусмотрены устройства пуска-приема очистных устройств полной заводской готовности. В качестве очистных устройств применяются полиуретановые торпеды. Запуск и прием очистных устройств осуществляется без прерывания потока транспортируемой среды. Контроль положения очистного устройства в камерах пуска и приема осуществляется с помощью сигнализатора прохождения ОУ, входящего в комплект поставки. Для замера давления в комплект поставки входит манометр. Положение затворов запорной арматуры в обвязке устройств пуска/приема контролируется обслуживающим персоналом визуально, во время ежесменных обходов оборудования. Также в комплекте поставки предусмотрены поддоны для сбора АСПО.

Материал корпуса и обвязки устройств пуска и приема принимается с учетом содержания в транспортируемой среде сероводорода, согласно унифицированной форме опросного листа для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на устройства пуска-приема DN80-300 PN до 6,3 МПа.

Климатическое исполнение устройств пуска-приема ОУ по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1.

Установка устройства пуска ОУ предусмотрена в начале трассы нефтегазосборного трубопровода, на территории проектируемых кустов №4 и №5, установка устройства приема ОУ предусмотрена в конце трассы: вблизи точки врезки в существующий трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4» для куста №4 и вблизи точки врезки в проектируемый трубопровод от куста №2.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист	21
								21
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

После окончания операций по запуску/приему очистных устройств откачка нефтесодержащей жидкости из внутренней полости устройств предусмотрена вакуумной автоцистерной типа АКН-10 через герметичную, закрытую дренажную систему, обеспечивающую полный слив токсичной и взрывопожароопасной жидкости. Слив производится через герметичный маслобензостойкий рукав с БРС, с последующим вывозом и герметичным сливом через рукав в дренажную емкость на УППН «Куеда».

Устройства пуска-приема размещаются на бетонных площадках с отбортовкой и колодцем для сбора ливневых стоков. Стоки отводятся в канализационные емкости с последующим вывозом на УППН "Куеда".

Площадки устройств приема ОУ, расположенная в конце трассы нефтегазосборного трубопровода, за пределами обвалования куста скважин, размещается в ограждении высотой 2,2 м с калиткой, запирающейся на замок. К площадке устройства приема предусмотрен подъезд автотранспорта. Искусственное освещение площадки не предусмотрено, поскольку, согласно «Регламента проведения работ по очистке промысловых трубопроводов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»», работы по запуску/приему очистных устройств проводятся в светлое время суток при дневном освещении.

Срок службы устройств пуска-приема не менее 20 лет.

Также очистка выкидных и нефтегазосборных трубопроводов предусматривается методом периодической обработки в соответствии с «Инструкцией по очистке полостей трубопроводов ЦДНГ №2». Промывка горячей водой предусматривается периодически, в зависимости от роста давления в трубопроводе, согласно графику по очистке трубопроводов. Для проведения промывки в обвязке устья скважин устанавливаются штуцеры с запорным клапаном DN20 PN4,0МПа для ввода горячей жидкости. Горячая жидкость доставляется в автоцистернах с УППН "Куеда". При промывке горячая жидкость закачивается в трубопровод и затем транспортируется вместе с продукцией скважин.

6.5 Запорная арматура

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от + 5 до +130 (при пропарке);
- температура окружающей среды, °С - от минус 60 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30;
- климатическое исполнение – УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Задвижки предусматриваются с ручным управлением.

Материал задвижек принят для среды с содержанием H₂S <6% согласно типовому альбому индивидуальных параметров арматуры категории №1 («Задвижки стальные для промысловых и технологических трубопроводов»), утвер-

Интв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							22
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

жденному Вице-президентом ПАО «ЛУКОЙЛ» по добыче нефти и газа в России С.А. Кочуровым 27.08.2021 г.

Запорная арматура испытывается на предприятии-изготовителе на герметичность перекрытия. Запорная арматура для нефти и газа имеет класс герметичности А – отсутствие видимых протечек.

Для запорной арматуры предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет.

Размещение запорной арматуры предусмотрено, согласно ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.65, в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта, на высоте не более 1,6 м. При размещении арматуры на большей высоте предусматриваются стационарные или переносные площадки и лестницы. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.

6.6 Кустовая площадка

Для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевые площадки скважин запроектированы с бордюром и ливневой канализацией. Стоки отводятся в канализационные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения УППН «Кудеда». Для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные передвижные поддоны, которыми оснащаются ремонтные бригады.

Для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами на объекте устанавливаются знаки безопасности. Знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 «Оснащение производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предупредительными знаками безопасности и надписями».

Освещение мест производства работ на проектируемых объектах решено местное при помощи переносных аккумуляторных фонарей.

6.7 Технологические трубопроводы

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 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше»;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH					23
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов";
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В соответствии с СП 284.1325800.2016, п.5.6, границей технологической и линейной части трубопровода является запорная арматура, расположенная на выходе с технологической площадки, а при отсутствии запорной арматуры – ограждение технологической площадки.

В состав технологических трубопроводов входят:

- выкидные трубопроводы;
- нефтегазосборные трубопроводы, проходящие по территории кустов скважин (нефтегазосборные трубопроводы с кустов №№1, 2, 3, 4, 5).

Строительство выкидных трубопроводов обвязки скважин (до отключающей задвижки на приустьевой площадке скважины) принято из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89х6мм по ГОСТ 8732-78, материал - сталь 20 группы В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74, без внутреннего покрытия.

Строительство выкидных трубопроводов на участках после отключающей задвижки на приустьевой площадке скважины, нефтегазосборных трубопроводов, проходящих по территории кустов, участков нефтегазосборных трубопроводов, расположенных до отсекающих задвижек на выходе с кустов скважин, принято из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89х5мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74:

- для надземных участков приняты трубы с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014;

- для подземных участков приняты трубы с заводским наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014 (согласно ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.53, стальные подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии).

Наружное покрытие проектируемых трубопроводов состоит из слоя эпоксидной грунтовки, адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1)).

Внутреннее покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы) и ГОСТ 17376-2001 (тройники). Материал – сталь 20. Детали трубопроводов предусмотрены с заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							24
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- в системе сбора имеются существующие узлы мониторинга коррозии (см. том 3.1).

Своевременность и качество проведения освидетельствований и ремонтов, технического диагностирования и обследования в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" осуществляет эксплуатирующая организация.

При выборе материалов трубопроводов учтены требования ГОСТ Р 53679-2009 «Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию» и ГОСТ Р 53678-2009 «Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов».

Согласно ГОСТ Р 53679-2009, п.7, и ГОСТ Р 53678-2009, табл.А.2, трубы из стали групп А и В классов прочности К42-К65 могут быть стойкими к сероводородному коррозионному растрескиванию под напряжением. Проектом приняты трубопроводы из стали 20 группы В (с нормированием механических свойств и химического состава) класса прочности К42.

Согласно ГОСТ Р 53678-2009, п.7.3.1, регулирование твердости сварных швов может быть достаточным средством достижения стойкости к сероводородному коррозионному растрескиванию. Согласно ГОСТ Р 53678-2009, таблица А.1, допустимое максимальное значение твердости сварных швов составляет 250HV (по шкале Виккерса). Согласно ВСН 006-89, п.2.11.3, при сварке трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды, величина твердости сварных швов не должна превышать 220HV (по шкале Бринеля), что соответствует 226HV (по шкале Виккерса), и обеспечивает выполнение требований ГОСТ Р 53678-2009.

Согласно ГОСТ Р 53679-2009, п.8.3, оценка коррозионной стойкости применяемых материалов может быть подтверждена лабораторными испытаниями. Проектом предусмотрено применение труб с внутренним защитным эпоксидным антикоррозионным покрытием (по ТУ 1309-003-52534308-2013) с применением втулок защиты сварных швов с полимерным покрытием (по ТУ 1390-001-09308923-2014). Антикоррозионные свойства эпоксидного внутреннего покрытия и втулок защиты сварных швов подтверждены испытаниями на заводе-изготовителе. Технические условия на трубы с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием приведены в томе 3.1; технические условия на втулки СРС с полимерным покрытием приведены в томе 3.1.

Для обеспечения удобства и безопасности эксплуатации технологические трубопроводы на кустах скважин прокладываются подземно (согласно ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.30).

Глубина заложения технологических трубопроводов в пределах обвалованных кустов скважин, согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34 и ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.54, принята не менее 0,6м до верха образующей трубы.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							26
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

Пересечения технологических трубопроводов с автопроездами по территории кустов скважин предусмотрены, согласно ГОСТ 32569-2013, п.10.1.28 и ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.48, в защитном металлическом кожухе, с углом пересечения близким к 90°. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 2 м от бровки обочины дороги.

Кожухи при переходах через дороги предусматриваются из стальных сварных труб по ГОСТ 10704-91 из стали 10 по ГОСТ 10705-80 (класс прочности К34).

Для защиты кожухов от почвенной коррозии, согласно ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.53, предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа. Структура изоляционного покрытия:

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63» ТУ 2245-003-1297859-99, 2 слоя;
- праймер НК-50 ТУ 5775-001-1297859-94;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63» ТУ 2245-004-1297859-99, 1 слой.

Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №16 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Для механической защиты стальных труб с полиэтиленовым покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-позиционирующие кольца.

Теплоизоляция надземных участков проектируемых трубопроводов не предусматривается ввиду их малой протяженности.

В местах пересечения проектируемых технологических трубопроводов с подземными коммуникациями расстояние в свету между трубопроводами выдержано не менее 0,35м, между трубопроводом и кабелем – не менее 0,5м. Пересечения предусматриваются под углом не менее 60°. Для подземных трубопроводов - разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля.

Размещение запорной арматуры предусмотрено, согласно ФНИП "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", п.65, в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта, на высоте не более 1,6 м. При размещении арматуры на большей высоте предусматриваются стационарные или переносные площадки и лестницы. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами.

Надземные участки трубопроводов, арматура, фасонные детали, технологические опоры трубопроводов для защиты от атмосферной коррозии окрашиваются согласно СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» материалом с гарантийным сроком службы лакокрасочного покрытия не менее 6 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Металлические трубопроводы для защиты от коррозии подключаются к системе электрохимзащиты и заземления (согласно ФНИП "Правила безопасной

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							27
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

эксплуатации технологических трубопроводов", п.53, стальные подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии).

В соответствии с п.8 «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444 проектирование, монтаж и эксплуатация технологических трубопроводов должны осуществляться с учетом физико-химических свойств и технологических параметров транспортируемых сред. Согласно п. 4 ТР ТС 032/2013 рабочая среда относится к группе 1, категория технологических трубопроводов – 2-я (таблица 8 ТР ТС 032/2013).

Согласно гидравлическому расчету давление на устьях скважин составляет:

- для куста №1 составляет 2,42 МПа,
- для куста №2 составляет 2,12 МПа,
- для куста №3 составляет 2,98МПа,
- для куста №4 составляет 2,55 МПа,
- для куста №5 составляет 2,06 МПа.

Гидравлический расчет приведен в томе 3.1 «Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа».

Расчетное давление технологических трубопроводов, согласно ГОСТ 32569-2013, п.4.6, принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования (счетчиков СКЖ, запорной арматуры).

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее давление выкидных трубопроводов принято 4,0 МПа.

Категории технологических трубопроводов определены согласно ГОСТ 32569-2013, п.5.1 и указаны в таблице 6.2.

Таблица 6.2 Категории технологических трубопроводов

№ пп	Наименование трубопровода	Параметры		Группа (класс)	Категория	Обозначение документа
		Давление расчетное, МПа	Температура, °С			
1	Выкидные трубопроводы	4,0	5...15	А(б)	I	<u>ГОСТ 32569-2013</u>
2	Нефтегазосборные трубопроводы, проходящие по территории кустов скважин	4,0	5...15	А(б)	I	
3	Участки нефтегазосборных трубопроводов до отсекающих задвижек на выходе с кустов скважин	4,0	5...15	А(б)	I	

Объем контроля сварных соединений радиографическим методом (от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного сты-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							28

ка) согласно ГОСТ 32569-2013, п.12.3.5, для трубопроводов I категории составляет 20%.

Гидравлическое испытание трубопроводов на прочность выполняется, согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.2, давлением $R_{пр}=1,43 \cdot R_{расч}=5,72$ МПа. Испытание на плотность проводится при расчетном давлении $R_{расч}=4,0$ МПа.

Сначала проводят испытание на прочность. Давление в трубопроводе при испытании увеличивается 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 выдерживается при испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление уменьшается до расчетного давления и проводится испытание на плотность, во время которого все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения подвергаются тщательному визуальному осмотру. Время проведения испытания на плотность 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.

Для технологических трубопроводов, согласно ГОСТ 32569-2013, п.13.5, выполняется дополнительное пневматическое испытание на герметичность давлением, равным рабочему, с определением падения давления (не более 0,1% в час), в течение 24 час.

Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и дополнительного испытания на герметичность представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 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	Требуемое количество воды, м ³
		На прочность	На плотность					
Выкидные трубопроводы	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0040	24	см. раздел «Проект ор-
Нефтегазосборные тру-	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0040	24	«Проект ор-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							29

Трубопровод	Расчет	Испытательное давление, МПа		Время выдерж-	Дополнитель-	Допустимое	Время вы-	Требуемое
бопроводы, проходящие по территории кустов скважин								ганизации строительства»
Участки нефтегазосборных трубопроводов до отсекающих задвижек на выходе с кустов скважин	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0040	24	

Расчет толщины стенки трубопроводов выполнен в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», п.9.5 и ГОСТ 32388-2013 «Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия», п.7.

Толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 по формуле 7.1

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

где s_R – расчетная толщина стенки, мм;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа;

φ_y – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении, принимается согласно ГОСТ 32388-2013 п. 5.4.3 и п.5.4.4, $\varphi_y = 0,8$.

P – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа, $P=4,0$ МПа.

Допускаемое напряжение при расчете соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле (5.1) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min \left[\frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p}{1.5} \right],$$

где σ_p – предел текучести, МПа; $\sigma_p = 245$ МПа для труб класса прочности К42 стали 20;

σ_m – временное сопротивление разрыву, МПа; $\sigma_m = 412$ МПа для труб класса прочности К42 стали 20.

$$[\sigma] = \frac{245}{1,5} = 163 \text{ МПа};$$

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							30

$$[\sigma] = \frac{412}{2,4} = 172 \text{ МПа};$$

Для дальнейшего расчета принимается минимальное значение $[\sigma] = 163 \text{ МПа}$:

$$s_R = \frac{4,0 \cdot 0,089}{2 \cdot 0,8 \cdot 163 + 4,0} = 0,00134 \text{ м} = 1,34 \text{ мм}$$

Номинальную толщину стенки технологических трубопроводов s определяем согласно ГОСТ 32388-2013 п.5.5.2 по формуле:

$$s \geq s_R + C1 + C2,$$

где $C2$ – прибавка на коррозию и износ. Во всех случаях величина прибавки составляет не менее 2 мм. Принимаем $C2$ равной 2,0 мм (при принятой скорости коррозии 0,08 мм/год и сроке службы технологических трубопроводов 25 лет);

- $C1$ – технологическая прибавка, необходимая для компенсации допуска и утонения толщины стенки, принимается по стандартам и техническим условиям на изготовление труб: для бесшовных труб $\varnothing 89 \text{ мм}$ по ГОСТ 8732-78, п.5, минусовой допуск толщины стенки трубы составляет 15%.

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов должна быть не ниже значений, представленных в таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Результаты расчета представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 Результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм							Рраб./ Ррасч., МПа	Ресурс трубопровода, лет
		расчетная S_R , мм	C1	C2	Расчетная (номинальная) S_H , мм	Наименьшая отбраковочная s_{\min} , мм	Принятая отбраковочная s , мм	Принятая (номинальная) S , мм		
Выкидные трубопроводы	89	1,34	0,75	2,0	4,09	2,0	2,09	5,0	4,0/4,0	36,3
Нефтегазосборные трубопроводы, про-	89	1,34	0,75	2,0	4,09	2,0	2,09	5,0	4,0/4,0	36,3

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							31

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм							Рраб./Ррасч., МПа	Ресурс трубопровода, лет
		расчетная S_R , мм	C1	C2	Расчетная (номинальная) S_H , мм	Наименьшая отбраковочная s_{min} , мм	Принятая отбраковочная s , мм	Принятая (номинальная) S , мм		
ходящие по территории кустов скважин										
Участки нефтегазосборных трубопроводов до отсекающих задвижек на выходе с кустов скважин	89	1,34	0,75	2,0	4,09	2,0	2,09	5,0	4,0/4,0	36,3

Назначенный ресурс трубопроводов принимается 20 лет в соответствии с требованиями таблицы ДЗ ГОСТ 32388-2013. По окончании срока назначенного ресурса трубопроводов эксплуатация трубопровода должна быть прекращена для оценки его остаточной прочности, согласно п.12 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. 21.12.2021 № 444 и ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Согласно представленному расчету для строительства технологических трубопроводов принимаются трубы с внутренним эпоксидным покрытием, с толщиной стенки 5,0 мм.

Номенклатура труб (наружный диаметр, длина) для технологических трубопроводов принята в соответствии с ГОСТ 8732-78. Предельные отклонения труб от номинальных размеров соответствуют:

- предельные отклонения по наружному диаметру не превышают $\pm 0,8\%$;
- предельные отклонения по толщине стенки не превышают $\pm 15\%$;

- овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не превышает $0,8\%$;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							32

- кривизна труб не превышает 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна – не более 0,2% длины трубы.

Трубы перед применением испытываются на предприятии-изготовителе. Трубы приняты стальные, с термообработкой, с испытанием на ударный изгиб по ГОСТ 9454-78 (ударной вязкостью не ниже КСУ=29,4 Дж/см² (3 кгс/см²) при температуре испытания минус 60°С – согласно п.7.1.2 ГОСТ 32569-2013), с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы, с испытанием на растяжение по ГОСТ 10006-80 и на твердость по ГОСТ 9012-59, с выполнением требований СП 36.13330.2012 по предельным отклонениям от номинальных размеров.

После завершения строительно-монтажных и пусконаладочных работ при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и капитальном ремонте, после испытания на прочность и герметичность проводится комплексное опробование оборудования и систем, в ходе которого выполняется проверка, регулировка и обеспечение совместной взаимосвязанной работы оборудования в предусмотренном проектом технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом оборудования на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим, обеспечивающий выпуск первой партии продукции в объеме, установленном на начальный период освоения проектной мощности объекта, в соответствии с временным технологическим регламентом, разработанным в объеме требований РД-07-11.1-001-14 «Требования к пусконаладочным работам оборудования, систем и объектов, завершаемых строительством, ремонтом, реконструкцией и модернизацией» и «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила в безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020г. №534.

Заполнение ПТ транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием ПТ. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий, установленным проектной документацией.

Комплексное опробование включает в себя пусконаладочные работы, выполняемые после производства индивидуальных испытаний и их приемки рабочей комиссией, связанные с комплексным опробованием всего трубопровода до приемки объекта в эксплуатацию государственной приемочной комиссией.

Объем и порядок выполнения работ по комплексному опробованию узлов и оборудования, количество необходимого эксплуатационного персонала, топливо-энергетических ресурсов, материалов, сырья определяются отраслевыми правилами приемки объектов в эксплуатацию.

Комплексное опробование осуществляется эксплуатационным персоналом заказчика с участием инженерно-технических работников генерального подрядчика, проектных и субподрядных монтажных организаций, а также персонала предприятий - изготовителей оборудования.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							33
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

Вспомогательное оборудование в технологическом процессе не участвует. Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в томе 5 «Проект организации строительства».

8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах, - для объектов производственного назначения

В составе проектной документации предусматривается разработка опросных листов на оборудование. В опросных листах указаны показатели оборудования (объем, расчетное давление, производительность и др.), параметры среды, параметры технологического процесса, требования к конструкции, рекомендуемые материалы (марка стали), требования к изготовлению, оснащенность средствами КИПиА, требования к средствам защиты от коррозии, климатические условия строительства, расчетный срок службы, комплектность поставки.

С учетом требований технического задания предприятие-изготовитель разрабатывает конструкторскую документацию. Чертежи общего вида оборудования согласовываются с заказчиком и проектной организацией до начала изготовления. Изготовление оборудования выполняется предприятием-изготовителем с соблюдением требований нормативно-технической документации на конкретные виды оборудования (ТУ, ОСТ, ГП, ГОСТ). В процессе изготовления осуществляется контроль качества соответствующими службами предприятия-изготовителя и с участием представителей заказчика.

Требования, предъявляемые к технологическому оборудованию, соответствуют федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Запорная арматура испытывается на предприятии-изготовителе на герметичность перекрытия. Запорная арматура для нефти и газа имеет класс герметичности А – отсутствие видимых протечек.

Номенклатура труб (наружный диаметр, длина) для выкидных трубопроводов кустов скважин и участков нефтегазосборных трубопроводов диаметром 89х5мм принята в соответствии с ГОСТ 8732-78.

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации технологических установок, а также для предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса: соединение труб между собой осуществляется на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							34

- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- технологические трубопроводы приняты с повышенной толщиной стенки относительно расчетной;
- предусмотрено заземление трубопроводов и оборудования;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов относительно друг друга принято с учетом требований действующих норм и правил;
- проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности;
- все технологические трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность;
- технологические трубопроводы всех категорий, помимо обычных испытаний на прочность и плотность, подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания;
- размещение технологического оборудования и трубопроводной арматуры на открытых площадках обеспечивает удобство и безопасность эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ и выполнения оперативных мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций;
- размещение технологического оборудования и трубопроводов на наружных установках выполнено с учётом возможности проведения визуального контроля над состоянием трубопроводов, выполнения работ по обслуживанию, ремонту и замене.
- арматура и трубопроводы приняты в соответствии с рабочими параметрами и свойствами транспортируемой среды и климатическими условиями работы;
- подземные трубопроводы приняты с заводским внутренним и наружным противокоррозионным покрытием;
- противокоррозионная защита сварных стыков промышленных трубопроводов;
- предусматривается система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- устройство подъездов ко всем технологическим площадкам для производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения; первичные средства пожаротушения рекомендуется разместить по согласованию с органами местной пожарной охраны непосредственно на площадках, огнетушители на зимний период необходимо переносить в отапливаемое помещение; первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них и с учетом положений, изложенных в «Правилах противопожарного режима в Российской Федерации». Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов;
- оснащение объектов знаками безопасности;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH					35
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

- контроль рабочей среды во время периодического осмотра и обслуживания, при производстве ремонтных работ осуществляется переносными газоанализаторами;
- периодический контроль состояния трубопроводов и изоляционного покрытия трубопроводов существующими методами диагностирования (по утвержденному графику);
- при монтаже трубопроводов осуществляется входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям и другой технической документации, а также операционный контроль качества выполненных работ; по результатам оформляется акт с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий и материалов.

9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на работах технологического оборудования и технических устройств

Всё технологическое оборудование, применяемое в проектной документации, изготовлено в соответствии с техническими требованиями и опросными листами.

Обязательным условием для всех заводов-изготовителей технологического оборудования, которое оговорено в этих документах, является наличие сертификатов соответствия. Изготовитель определяется на тендерной основе.

Всё оборудование, поставляемое на технологические площадки, комплектуется необходимой технической документацией: заводским паспортом на оборудование, инструкцией завода-изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу оборудования, технологическими и монтажными схемами.

Импортное оборудование дополнительно имеет следующую документацию:

- сертификат о происхождении оборудования, заверенный Торгово-промышленной палатой страны происхождения оборудования;
- российский сертификат соответствия по системе ГОСТ Р;
- техническое описание оборудования, подтверждающее таможенный ход;
- счёт-фактуру на полную стоимость блока.

В обязанность Поставщика оборудования входит получение необходимых сертификатов, Росстандарта, Госпожнадзора, Роспотребнадзора, разрешения Ростехнадзора на применение изделия.

Поставка оборудования и труб заказчику сопровождается пакетом документации на оборудование, в состав которой входят:

- паспорт;
- инструкция (руководство) по эксплуатации и техническому обслуживанию;

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- сертификат соответствия требованиям технических регламентов ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением (согласно п.7 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утв. 21.12.2021 № 444);

- разрешение на применение.

Трубопроводная арматура, оборудование, трубы и материалы имеют паспорта и сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в томе 3.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил охраны труда предусматриваются следующие мероприятия:

- применение запорной арматуры;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;
- ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- устройство стационарных лестниц, площадок и переходов для обслуживания оборудования и арматуры.

Для соблюдения правил по охране труда проектируемые сооружения оснащены приборами контроля давления и расхода.

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №							Лист 37
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH						
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

Согласно п.п.527-529 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.2020 №534, при совмещении во времени различных по характеру работ на кусте скважин (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж газодобывающего оборудования и т.п.) эксплуатирующей организацией разрабатывается и утверждается положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке, обязательное к выполнению для всех участников производственного процесса, а также назначается ответственный руководитель работ.

Положение о порядке организации безопасного производства работ определяет:

- последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении по времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственного процесса;
- систему оперативного контроля за ходом и качеством работ, соблюдением требований промышленной безопасности;
- порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ.

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного и дистанционного контроля параметров процесса, средствами предупредительной и аварийной сигнализации, автоматического регулирования, блокировок (защит), дистанционного управления.

Объем автоматизации проектируемых скважин предусмотрен в соответствии со стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа. Общие требования» и дополнениями к СТО РМ-103вл от 19.11.2019г.

Для скважин, оборудованных ШГН, предусмотрено измерение линейного и затрубного давления, температуры продукции, дебита скважины и т.д.

Оборудование, поставляемое комплектно с штанговым насосом, обеспечивает:

- работу в ручном и автоматическом режимах;
- контроль за силой тока электродвигателя и напряжением сети;
- необходимые защиты насоса - автоматическое защитное отключение электродвигателя:
 - а) при обрыве, перекосе фаз;
 - б) при перегрузке по току;
 - в) при недогрузке по току;

Изм. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
										38
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- г) при токах короткого замыкания;
- д) при повышении/понижении напряжения;
- е) защиту от короткого замыкания;
- передачу данных в систему телеметрии;
- возможность настройки на месте эксплуатации защиты от перегрузки и недогрузки электродвигателя по току и выбора рабочей зоны по напряжению сети;
- сигнализацию об аварийной остановке насоса.

Для обмена данными с системой телемеханики (СТМ) ЦДНГ-2 на каждой скважине предусмотрено:

- местное и дистанционное измерение давления в затрубном пространстве устьевого арматуры скважины;
- местное и дистанционное измерение линейного давления в выкидном трубопроводе скважины с сигнализацией отклонения;
- мониторинг состояния (по интерфейсу RS-485);
- дистанционное управление (пуск, стоп) из диспетчерского пункта.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение глубинно-насосного оборудования добывающих скважин при падении линейного давления в выкидных трубопроводах или повышении давления свыше 3,9 МПа.

Проектом предусмотрены мероприятия, обеспечивающие возможность отключения скважин проектируемых кустов от общей нефтегазосборной сети месторождения, согласно п. 6.3.7. СП 231.1311500.2015 и п.6 статьи 15 «Технического регламента о безопасности зданий и сооружений», 384-ФЗ от 30.12.2009г:

- точки подключения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов предусмотрены с установкой в узлах подключения задвижек, обратных клапанов – для уменьшения объема утечек жидкости при возможной разгерметизации трубопроводов;

- дистанционный контроль герметичности проектируемых трубопроводов осуществляется с помощью манометров и датчиков давления, установленных в обвязках скважин, в узлах отсекающих задвижек, в узлах подключения;

- глубинно-насосное оборудование добывающих скважин имеет дистанционное и автоматическое управление по сигналам систем противоаварийной защиты: при недопустимом отклонении давления в выкидных трубопроводах происходит отключение насосных агрегатов. Автоматическое управление достигается, помимо автоматизации, предусмотренной станцией управления станка-качалки, дополнительной установкой электроконтактных манометров (ЭКМ) на выкидных трубопроводах.

Таким образом, при угрозе аварийной ситуации (разгерметизации трубопровода, определяемой по падению давления; угрозе возгорания при неисправности электрооборудования станка-качалки и т.п.) насосные агрегаты останавливаются автоматически, формируются соответствующие аварийные сигналы: светозвуковые по месту и на АРМ оператора.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH							39
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Описание системы автоматизации и телемеханизации подробно приведено в томе 4.3.5 «Технологические решения. Автоматизация технологических процессов».

13 Сведения о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

По данному проекту источниками загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации проектируемых сооружений в рабочем режиме являются нефтедобывающие скважины, неплотности фланцевых соединений, дыхательный клапан УБПР.

Для определения возможности формирования на проектируемых объектах в рабочем режиме и в аварийных ситуациях загазованных зон с опасной концентрацией вредных веществ проведены расчеты и оценка химического загрязнения атмосферного воздуха. Расчеты, схема расположения источников загазованности, величина выбросов, границы зон с различной концентрацией вредных веществ представлены в текстовой и графической частях тома 7.1 и тома 7.2.

Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в разделе 7 «Мероприятий по охране окружающей среды».

Сточными водами являются ливневые стоки с приустьевых площадок. Количество и способы утилизации ливневых стоков приведены в томе 4.3.2 «Система водоотведения».

Сбросы в водные источники отсутствуют.

14 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 установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ. Переносные газоанализаторы применены в связи с тем, что проектируемые сооружения находятся на открытых, хорошо продуваемых территориях, рабочая среда относится к средам с низким содержанием сероводорода, постоянные рабочие места на проектируемых сооружениях отсутствуют;
- устройство бордюра по периметру площадок с технологическим оборудованием для сбора проливов нефти при эксплуатации и текущем ремонте;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH					40
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

- сбор производственно-ливневых стоков в закрытую систему, исключающую сброс вредных веществ в окружающую среду;
- герметизированная система опорожнения технологического оборудования перед ремонтом и в случае аварийной ситуации;
- автоматизация технологического процесса;
- установка обратных клапанов в конце проектируемых трубопроводов, что уменьшает объем утечек жидкости при разгерметизации трубопроводов.

15 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.

Количество и состав отходов при эксплуатации оборудования и трубопроводов приведены в разделе 7 «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

Уменьшение потребления энергетических ресурсов предусмотрено следующими технологическими мероприятиями:

- определен оптимальный температурный режим сбора и транспорта продукции скважин;
- станции управления станков-качалок позволяют осуществить плавный пуск и остановку двигателя, улучшить эксплуатационные характеристики технологического оборудования, свести к минимуму возможность повреждения трубопроводов и оборудования гидроударом, а также обеспечить защиту электрической сети от пиковых нагрузок и оптимизировать эксплуатационные затраты;
- предусматривается максимально возможное сокращение энергопотребления и энергопотерь путем выбора оптимальных диаметров трубопроводов и способов их прокладки;
- применение двигателей с высокими значениями КПД;
- выбор типа оборудования, труб, фланцевых соединений, прокладок и крепежных изделий в соответствии с транспортируемой средой, температурой, давлением;
- применение современной запорно-регулирующей арматуры герметичности класса «А», исключающей утечки через неплотности;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
										41
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- применение закрытой герметичной однострубно́й системы сбора и транспорта скважинной продукции, что позволяет максимально исключить утечки от оборудования, арматуры и фланцевых соединений;
- преимущественно подземная прокладка трубопроводов, что позволяет сократить тепловые потери в окружающую среду;
- применение трубопроводов с внутренним защитным покрытием, имеющих меньшее сопротивление (коэффициент шероховатости внутренней поверхности) по сравнению со стальными трубами и обеспечивающих меньшие потери давления в системе, и, как следствие, уменьшение энергопотребления;
- исключение наружной коррозии путем применения наружного покрытия трубопроводов и стыковых соединений, соответствующих требованиям ГОСТ Р 51164-98;
- рациональное использование энергетических ресурсов и их учет.

Более подробно мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов предусмотрено в томе 4.4 «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений».

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

Класс взрывоопасных зон и категории технологических наружных установок 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 17.1.

Таблица 17.1 – Характеристика проектируемых объектов по пожарной и взрывопожарной опасности

Перечень зданий, сооружений и наружных установок	Классификация веществ и материалов по пожарной опасности по № 123-ФЗ	Категория зданий и сооружений 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, ГОСТ 30852.5-2002
Добывающая скважина	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрыво-	2	ПА-Т3

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							42

Перечень зданий, сооружений и наружных установок	Классификация веществ и материалов по пожарной опасности по № 123-ФЗ	Категория зданий и сооружений 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, ГОСТ 30852.5-2002
		пожароопасность)		
Выкидной трубопровод	Нефть – ЛВЖ	-	2*	ПА-Т3
Нефтегазосборный трубопровод	Нефть – ЛВЖ	-	2*	ПА-Т3
УБПР	Реагент – ЛВЖ	АН (пожароопасность)	2	-
Устройства пуска и приема ОУ	Нефть – ЛВЖ	-	2*	ПА-Т3

* Примечание – трубопровод с высоким качеством сварки не рассматривается как источник утечки. Зоны в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений относятся к взрывоопасным.

Источники утечек определены согласно п.А.1 приложения А ГОСТ 30852.9-2002 и являются:

1. источниками непрерывной утечки:
 - поверхность горючей жидкости в закрытом резервуаре с дыхательным клапаном (емкость в УБПР);
2. источниками утечки второй степени:
 - уплотнения насосов и клапанов, через которые утечка горючего вещества в нормальном режиме работы невозможна;
 - фланцы, соединения, через которые утечка горючего вещества в нормальном режиме работы невозможна;
 - клапаны, дренажи, запасовочные люки устройств пуска/приема ОУ, через которые утечка горючего вещества в нормальном режиме работы невозможна.

Размеры взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей определены согласно п. 7.3.44 «Правил устройства электроустановок» и составляют:

- 3м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений, от соединения запасовочного люка устройств пуска/приема ОУ;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
							43

- 5м по горизонтали и вертикали от дыхательных клапанов емкостей с ЛВЖ (емкость в УБПР).

Класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей определены согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, пп.61, 147-149, приложение 5 табл.1:

Зона 0:

- пространство внутри закрытых емкостей, содержащих легковоспламеняющиеся вещества: внутри емкости УБПР;
- устья скважин;
- для открытых пространств радиусом 1,5 м вокруг окончания труб, отводящих легковоспламеняющиеся газы: пространство радиусом 1,5м вокруг окончания дыхательного трубопровода УБПР;

Зона 1:

- закрытые пространства, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, где образование взрывоопасных смесей возможно только при неисправности оборудования (УБПР шкафного типа);
- открытое пространство радиусом 1,5 м от зоны 0: открытое пространство радиусом 1,5 м от зоны 0 вокруг дыхательного трубопровода из УБПР;
- открытое пространство вокруг отверстия вытяжной вентиляции из УБПР, ограниченное радиусом 3м;

Зона 2:

- пространство вокруг фонтанной арматуры, ограниченное радиусом 3м;
- открытое пространство радиусом 5м от дыхательного трубопровода из УБПР.

Электрооборудование, устанавливаемое во взрывоопасных зонах, согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, пп.60, 150, имеет вид взрывозащиты - взрывонепроницаемая оболочка (группа – ПА, температурный класс – ТЗ, маркировка по взрывозащите – 1ExdIIATЗ).

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

С целью снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- технологическое оборудование принято в полной заводской готовности как наиболее надежное;
- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	Лист
										44
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

- система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;

- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;

- повышенное давление испытания трубопроводов;

- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;

- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;

- автоматизированная система управления технологическим процессом;

- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;

- заземление оборудования и трубопроводов;

- молниезащита оборудования;

- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;

- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;

- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;

- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	
						45	

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH

Лист

46

Приложение А

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист
							47
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD- ILO.IOS3.TCH	

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

**Подбор глубинно-насосного оборудования в программном комплексе
«ИСТП» по объекту: «Строительство
и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль
141)»**

Руководитель работы:

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

Пермь 2023

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель:

Директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ»,
кандидат технических наук

Илюшин П.Ю.

Исполнители:

Ведущий инженер
ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Сайтова Ю.М.

Инженер ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Козлов А.В.

Техник ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Южаков Т.Ю.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	7
1.1. Инклинометрия, конструкция скважины и параметры добычи нефти	7
1.2. Выполнение технологических расчетов для оценки необходимых данных для выполнения подбора ГНО	15
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	17
2.1. Результаты подбора глубинного оборудования в ПО «ИСТП»	17
2.2. Результаты наземного привода для скважины 69	17
2.3. Результаты наземного привода для скважины 70	19
2.4. Результаты наземного привода для скважины 19	21
2.5. Результаты наземного привода для скважины 66	23
2.6. Результаты наземного привода для скважины 81	25
2.7. Результаты наземного привода для скважины 62	27
2.8. Результаты наземного привода для скважины 15	29
2.9. Результаты наземного привода для скважины 65	31
2.10. Результаты наземного привода для скважины 14	33
2.11. Результаты наземного привода для скважины 64	35
2.12. Результаты наземного привода для скважины 63	37
2.13. Результаты наземного привода для скважины 24	39
2.14. Результаты наземного привода для скважины 49	41
2.15. Результаты наземного привода для скважины 75	43
2.16. Результаты наземного привода для скважины 23	45
2.17. Результаты наземного привода для скважины 22	47
2.18. Результаты наземного привода для скважины 73	49
2.19. Результаты наземного привода для скважины 48	51
2.20. Результаты наземного привода для скважины 71	53
2.21. Результаты наземного привода для скважины 18	55
2.22. Результаты наземного привода для скважины 41	57
2.23. Результаты наземного привода для скважины 40	59
2.24. Результаты наземного привода для скважины 6	61
2.25. Результаты наземного привода для скважины 60	63
2.26. Результаты наземного привода для скважины 43	65
2.27. Результаты наземного привода для скважины 42	67
2.28. Результаты наземного привода для скважины 44	69
2.29. Результаты наземного привода для скважины 45	71

2.30.	Результаты наземного привода для скважины 11	73
2.31.	Результаты наземного привода для скважины 13	75
2.32.	Результаты наземного привода для скважины 27	77
2.33.	Результаты наземного привода для скважины 50	79
2.34.	Результаты наземного привода для скважины 76	81
2.35.	Результаты наземного привода для скважины 26	83
2.36.	Результаты наземного привода для скважины 77	85
2.37.	Результаты наземного привода для скважины 5	87
3.	РЕЗУЛЬТАТЫ	90
	Приложение 1. Подбор ГНО для скважины 69	94
	Приложение 2. Подбор ГНО для скважины 70	95
	Приложение 3. Подбор ГНО для скважины 19	96
	Приложение 4. Подбор ГНО для скважины 66	97
	Приложение 5. Подбор ГНО для скважины 81	98
	Приложение 6. Подбор ГНО для скважины 62	99
	Приложение 7. Подбор ГНО для скважины 15	100
	Приложение 8. Подбор ГНО для скважины 65	101
	Приложение 9. Подбор ГНО для скважины 14	102
	Приложение 10. Подбор ГНО для скважины 64	103
	Приложение 11. Подбор ГНО для скважины 63	104
	Приложение 12. Подбор ГНО для скважины 24	105
	Приложение 13. Подбор ГНО для скважины 49	106
	Приложение 14. Подбор ГНО для скважины 75	107
	Приложение 15. Подбор ГНО для скважины 23	108
	Приложение 16. Подбор ГНО для скважины 22	109
	Приложение 17. Подбор ГНО для скважины 73	110
	Приложение 18. Подбор ГНО для скважины 48	111
	Приложение 19. Подбор ГНО для скважины 71	112
	Приложение 20. Подбор ГНО для скважины 18	113
	Приложение 21. Подбор ГНО для скважины 41	114
	Приложение 22. Подбор ГНО для скважины 40	115
	Приложение 23. Подбор ГНО для скважины 6	116
	Приложение 24. Подбор ГНО для скважины 60	117
	Приложение 25. Подбор ГНО для скважины 43	118
	Приложение 26. Подбор ГНО для скважины 42	119
	Приложение 27. Подбор ГНО для скважины 44	120

Приложение 28. Подбор ГНО для скважины 45	121
Приложение 29. Подбор ГНО для скважины 11	122
Приложение 30. Подбор ГНО для скважины 13	123
Приложение 31. Подбор ГНО для скважины 27	124
Приложение 32. Подбор ГНО для скважины 50	125
Приложение 33. Подбор ГНО для скважины 76	126
Приложение 34. Подбор ГНО для скважины 26	127
Приложение 35. Подбор ГНО для скважины 77	128
Приложение 36. Подбор ГНО для скважины 5	129

ВВЕДЕНИЕ

В отчете представлены результаты подбора глубинно-насосного оборудования для скважин №№69, №№70, №№47, №№19, №№66, №№46, №№81, №№62, №№15, №№65, №№14, №№64, №№63, №№24, №№49, №№75, №№23, №№22, №№73, №№48, №№71, №№18, №№41, №№40, №№6, №№60, №№43, №№10, №№7, №№42, №№44, №№45, №№11, №№13, №№27, №№50, №№76, №№26, №№77, №№5 выполненных в ПО «Инженерный симулятор технологических процессов» в рамках работ по объекту: «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)». Подбор ГНО выполнен согласно данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НИИ ОНГМ.

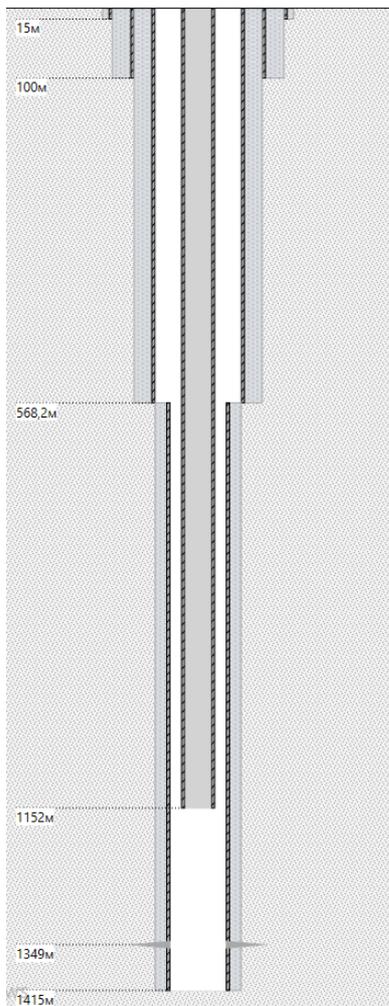
В результате работ подобраны оптимальные компоновки оборудования, определен режим и условия работы.

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

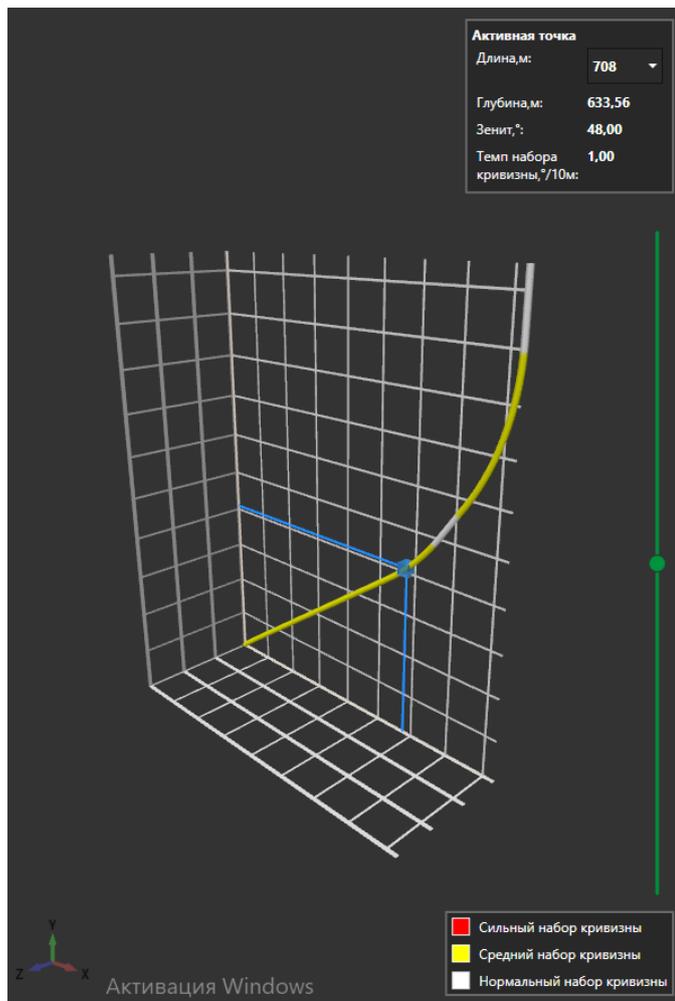
1.1. Инклинометрия, конструкция скважины и параметры добычи нефти

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.

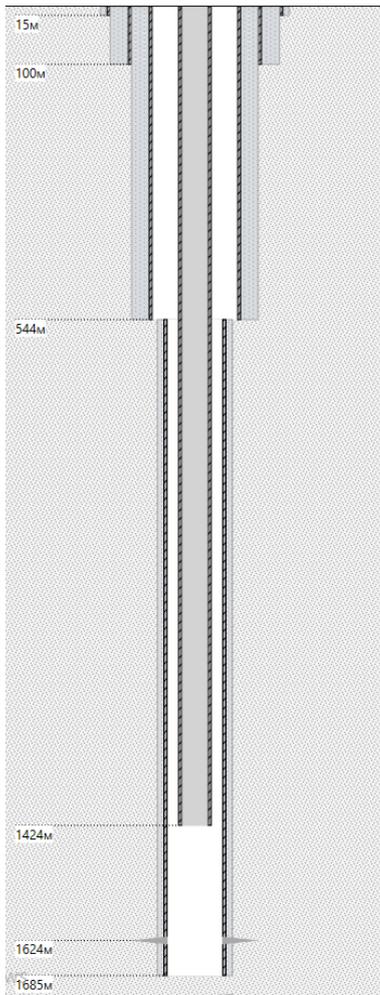
Конструкция скважин с продуктивным башкирским горизонтом принята идентичной для всех скважин и представлена на рисунке 1.1 (а). Для скважин с проектным продуктивным башкирским горизонтом инклинометрия принята по усредненному проектному профилю и представлена на рисунке 1.1 (б). Конструкция для наклонно-направленных скважин с проектным продуктивным турнейским горизонтом принята идентичной для всех скважин и представлена на рисунке 1.1 (в). Для наклонно-направленных скважин с проектным продуктивным турнейским горизонтом инклинометрия принята по усредненному проектному профилю и представлена на рисунке 1.1 (г). Конструкция для горизонтальных скважин с проектным продуктивным турнейским горизонтом принята идентичной для всех скважин и представлена на рисунке 1.1 (д). Для горизонтальных скважин с проектным продуктивным турнейским горизонтом инклинометрия принята по усредненному проектному профилю и представлена на рисунке 1.1 (е).



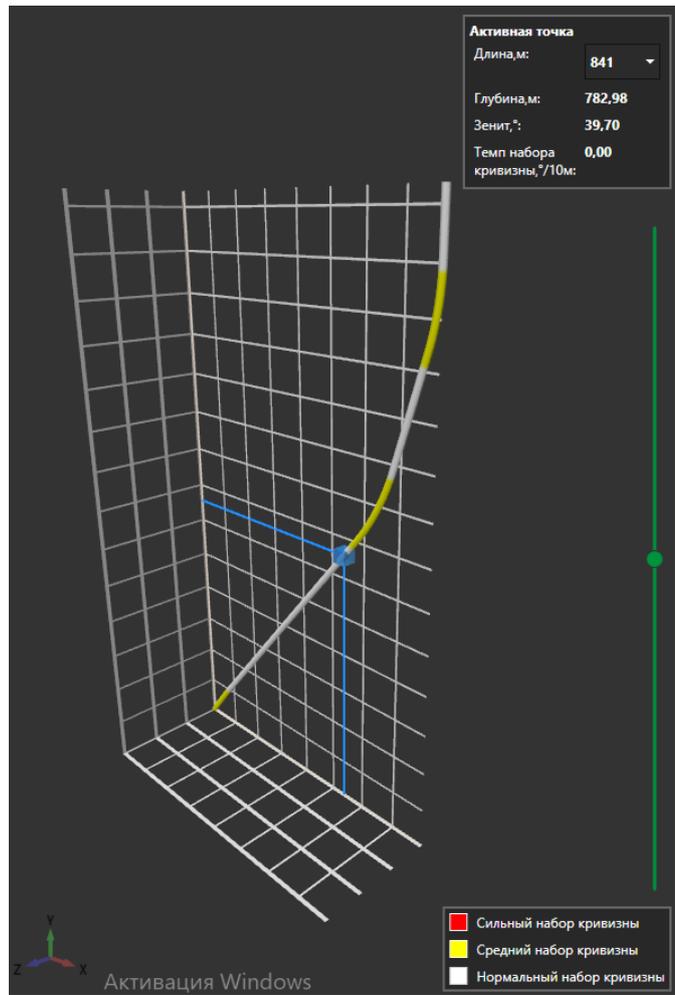
a)



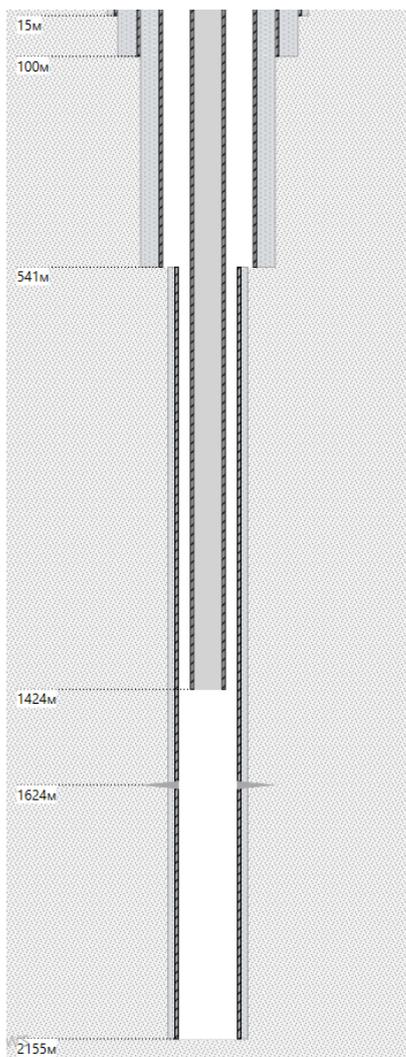
б)



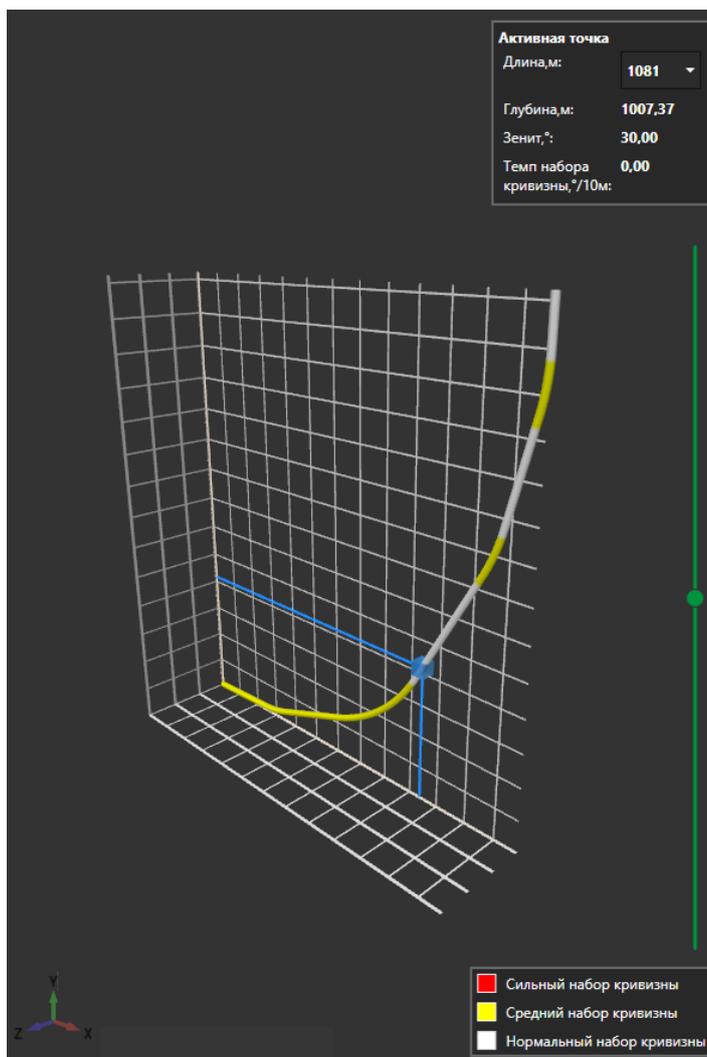
В)



Г)



д)



е)

Рисунок 1.1 а) конструкция скважин для башкирского горизонта, б) инклинометрия скважины с усредненным проектным профилем для башкирского горизонта, в) инклинометрия наклонно-направленных скважины с усредненным проектным профилем для турнейского горизонта, г) конструкция наклонно-направленных скважин для турнейского горизонта д) инклинометрия горизонтальных скважины с усредненным проектным профилем для турнейского горизонта, е) конструкция горизонтальных скважин для турнейского горизонта

Глубина спуска НКТ принята на основании технологического расчета в главе 1.2.

Параметры скважин, принятые для подбора ГНО представлены в таблице 1.1. Все данные, за исключением дополнительно отмеченных, приняты на основании опросного листа на подбор ГНО. Опросный лист, предоставленный специалистами НПИ ОНГМ представлен в приложении 1.

Таблица 1.1. Исходные данные для выполнения подбора ГНО

Величина	Размерность	Объект Бш1	Объект Тл ₂ - 6+Бб1+Бб2+Бш1	Объект Т	Объект ВЗВ4+КВ1	Объект Т+Бш1	Объект Тл ₂ - 6+Бб1+Бб2	Объект Т Бш1+КВ1	Объект Т Бш1+ВЗВ4
Длина до верхней границы перфорации	м	1349*	1349*	1624*	1232*	1349*	1561*	1232*	1232*
Температура пласта	°С	20,7	26,5	27,3	19,0	27,3	26,5	20,7	20,7
Температура на поверхности	°С	5**	5**	5**	5**	5**	5**	5**	5**
Глубина нейтрального слоя	м	30**	30**	30**	30**	30**	30**	30**	30**
Температура нейтрального слоя	°С	6**	6**	6**	6**	6**	6**	6**	6**
Пластовое давление	МПа	10,9	14,3	14,6	10,1	14,6	14,3	10,9	10,9
Забойное давление	МПа	4,05***	5,1***	4,55***	4,87** *	4,55***	5,1***	4,05	4,05
Газовый фактор	м ³ /м ³	24,1	28,9	30,5	41,9	27,3	33,75	33,0	33,0
Давление насыщения	м	5,4	6,8	6,07	6,5	6,07	6,8	5,4	5,4
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	876	869	900	843	888	863	859	859
Плотность воды в поверхностно	кг/м ³	1140	1153	1170	1143	1155	1167	1141	1141

стных условиях									
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,04 1	1,050	1,03 5	1,068	1,03 8	1,060	1,054	1,054
Динамическая вязкость нефти	мПа*с	0,01 781	0,01549	0,02 484	0,0050	0,02 132	0,0131 7	0,011 4	0,0114

* По данным инклинометрии скважины (точка входа в пласты)

** Глубина нейтрального слоя и температура почвы на данной глубине принята в соответствии с данными Научно-прикладного справочника «Климат России».

*** Принято исходя из соотношения $R_{заб} = 0,75 \cdot R_{нас}$

Данные об индивидуальных и расчетных параметрах для каждой скважины представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Расчетные и индивидуальные параметры подбора ГНО

№	Номер скважины	Дебит нефти, т/сут*	Дебит жидкости, м ³ /сут*	Обводненность, %**	Линейное давление, МПа***	Затрубное давление, МПа***	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут · МПа)****	Динамический уровень, м****
1	69	6,9	9,7	20,07	2,42	2,42	1,45	827,29
2	70	7,2	10,1	19,90	2,42	2,42	1,51	826,79
3	47	27,9	39,4	20,44	2,43	2,43	4,37	881,39
4	19	18,0	24,6	19,50	2,42	2,42	2,49	1103,66
5	66	4,4	6,2	20,26	2,42	2,42	0,92	821,30
6	46	25,2	35,6	20,46	2,43	2,43	3,95	881,39
7	81	14,8	21,5	21,78	2,43	2,43	4,26	664,40
8	62	6,5	9,1	19,74	2,43	2,43	1,36	827,89
9	15	14,1	19,2	19,21	2,44	2,44	1,94	1105,44
10	65	6,2	8,7	19,93	2,44	2,44	1,30	828,99
11	14	7,3	10,0	19,69	2,45	2,45	1,01	1160,86
12	64	6,7	9,4	19,91	2,45	2,45	1,40	824,60
13	63	5,9	8,3	20,13	2,42	2,42	1,24	826,79
14	24	6,7	9,4	21,67	2,12	2,12	0,95	912,73
15	49	8,1	11,4	20,17	2,13	2,13	1,26	1015,63
16	75	7	9,8	19,74	2,12	2,12	1,46	794,36
17	23	5,2	7,1	19,43	2,14	2,14	0,72	1132,25
18	22	6,9	9,4	19,25	2,14	2,14	0,95	1068,40
19	73	12,6	18,3	24,34	2,14	2,14	2,73	727,8
20	48	7,3	10,3	20,37	2,13	2,13	1,14	1015,63
21	71	6,4	9,0	20,10	2,14	2,14	1,34	790,57
22	18	12,4	16,9	19,28	2,16	2,16	1,71	1076,29
23	41	17	23,9	20,08	3,01	3,01	2,65	1112,74
24	40	14,8	20,8	20,05	3,01	3,01	2,31	1112,74
25	6	17,1	23,3	19,26	3,02	3,02	2,36	1168,05
26	60	15	21,8	22,69	3,01	3,01	3,25	824,68
27	43	16,6	23,4	20,29	3,01	3,01	2,60	1112,74

28	10	20,7	28,2	19,24	3,02	3,02	2,85	1167,77
29	7	23,5	32,1	19,46	3,01	3,01	3,25	1166,91
30	42	16,4	23,1	20,23	3,00	3,00	2,56	1111,63
31	44	17,3	24,4	20,34	2,99	2,99	2,70	1110,53
32	45	11,5	16,2	20,24	3,00	3,00	1,80	1111,63
33	11	15,6	21,3	19,43	2,99	2,99	2,15	1164,88
34	13	18,4	25,1	19,35	2,99	2,99	2,54	1164,56
35	27	10,8	14,7	19,18	2,55	2,55	1,49	1176,89
36	50	15,4	21,7	20,26	2,56	2,56	2,41	1063,08
37	76	4,6	6,5	20,48	2,55	2,55	0,97	835,57
38	26	10,9	14,9	19,52	2,55	2,55	1,51	1176,89
39	77	4,4	6,2	20,26	2,55	2,55	0,92	835,57
40	5	10,0	14,1	20,85	2,16	2,16	2,1	797,93

* Принято по ТУ УРНГМ

** Рассчитано на основании данных из ТУ УРНГМ и Опросного листа

*** Определено по отчету «Гидравлический расчет в программном комплексе «ИСТП» по объекту: «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)»

**** 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 69. Расчет продуктивности выполним в ПО «ИСТП», результат представлен на рисунке 1.2.

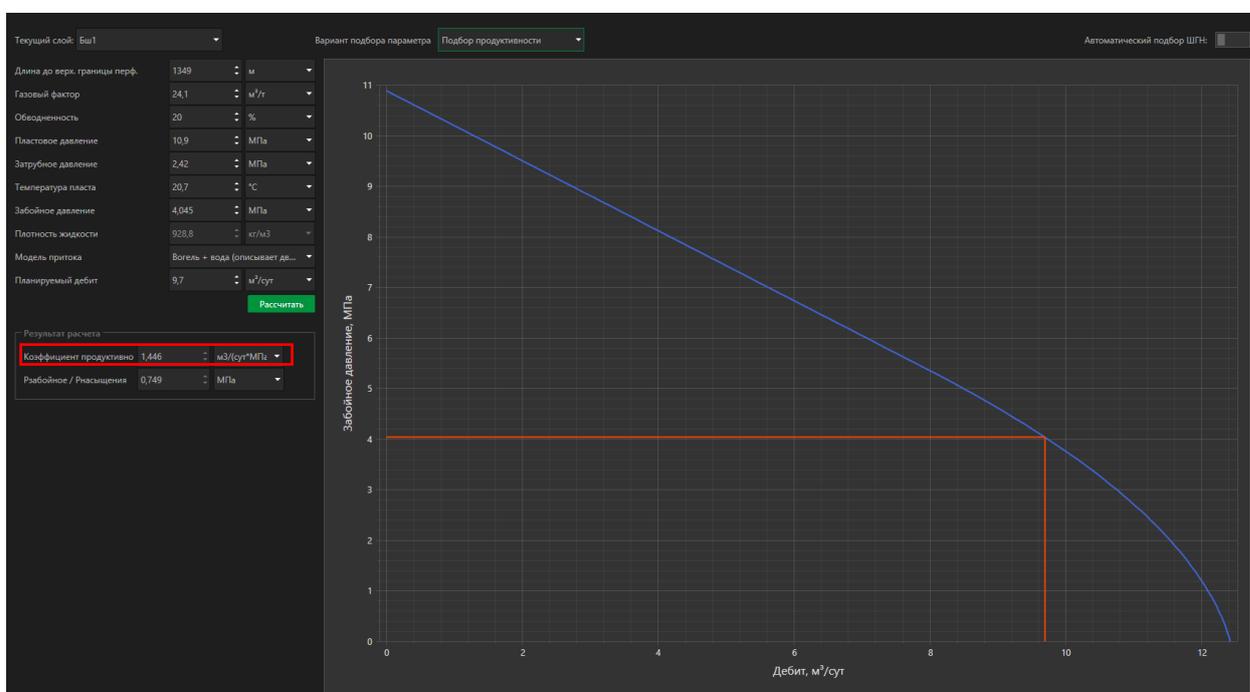


Рисунок 1.2 Расчет продуктивности скважины 69

Согласно расчету продуктивность скважины составляет 1,446 м³/(сут · МПа). Выполним расчет динамического уровня в том же программном продукте, результаты представлены на рисунке 1.3.

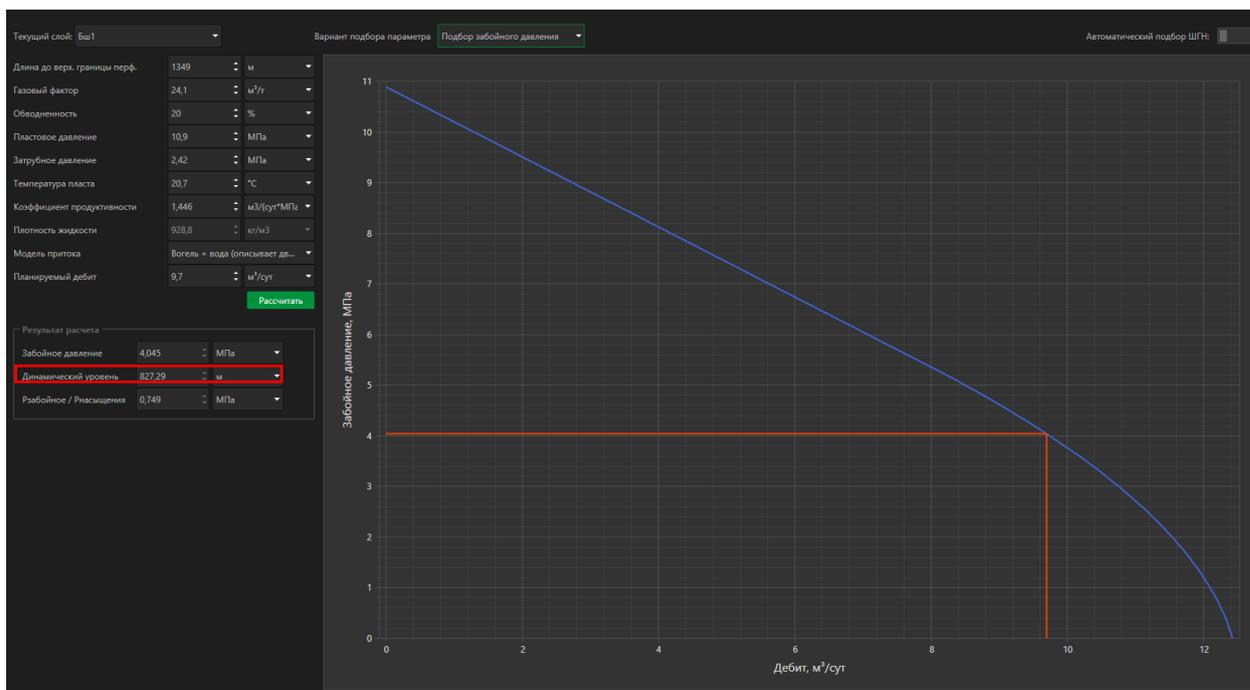


Рисунок 1.3 Расчет динамического уровня по скважине 69

В результате расчета динамический уровень принят равным 827,3 м.

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

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 69

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним дополнительные технологические расчеты на примере скважины 69

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

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

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 уравновешивающими грузами, кг.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,48 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.

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

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).

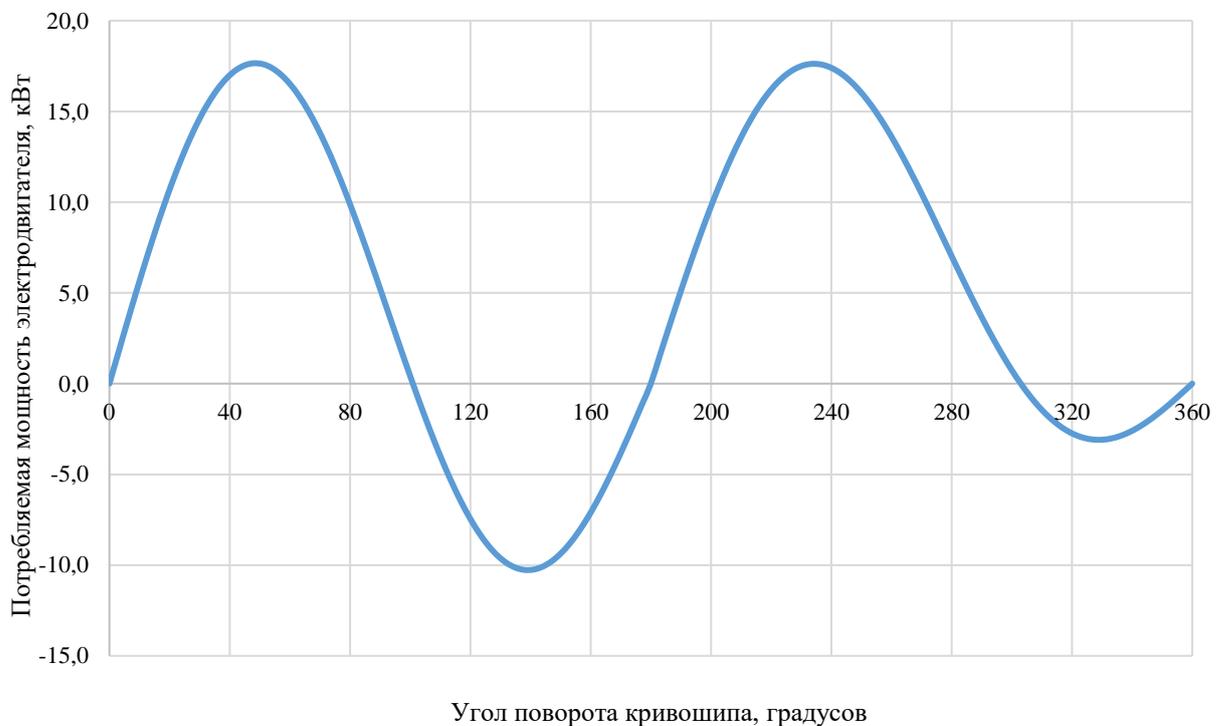


Рисунок 2.2.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 5,0 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.2.2.

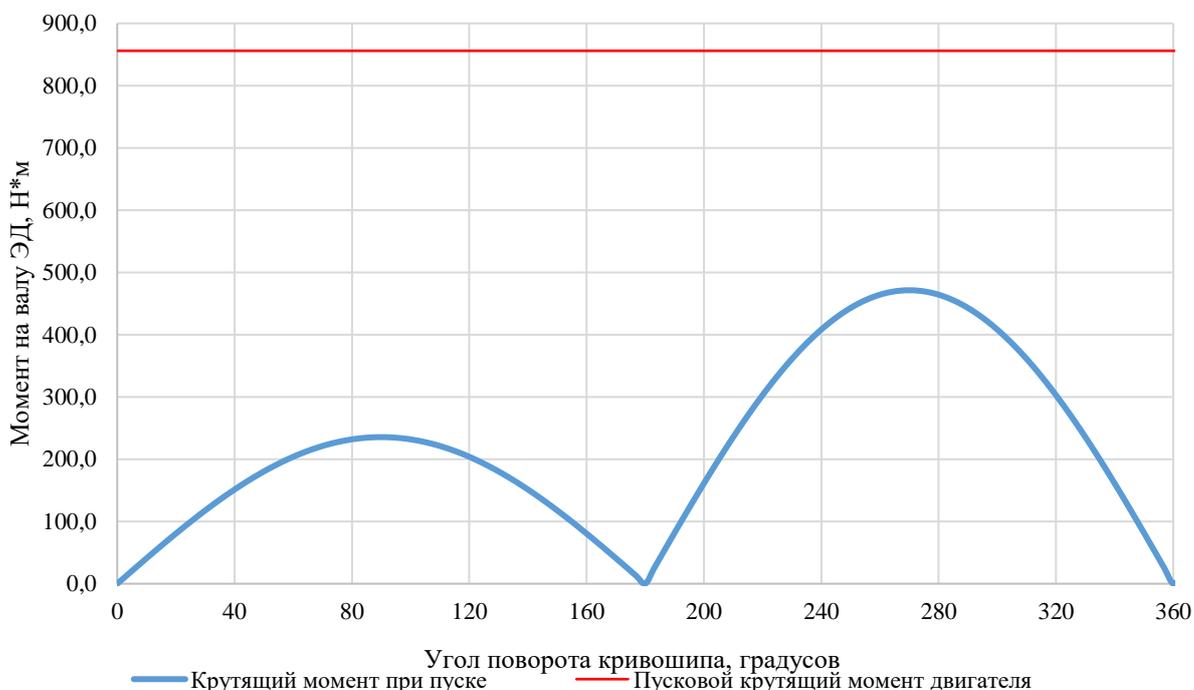


Рисунок 2.1.2. зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

По результатам расчета видно, что максимальный момент составляет 234,2 Н·м и 470,8 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 70

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 70.

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

вращения составляет 2,51 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.3.1).

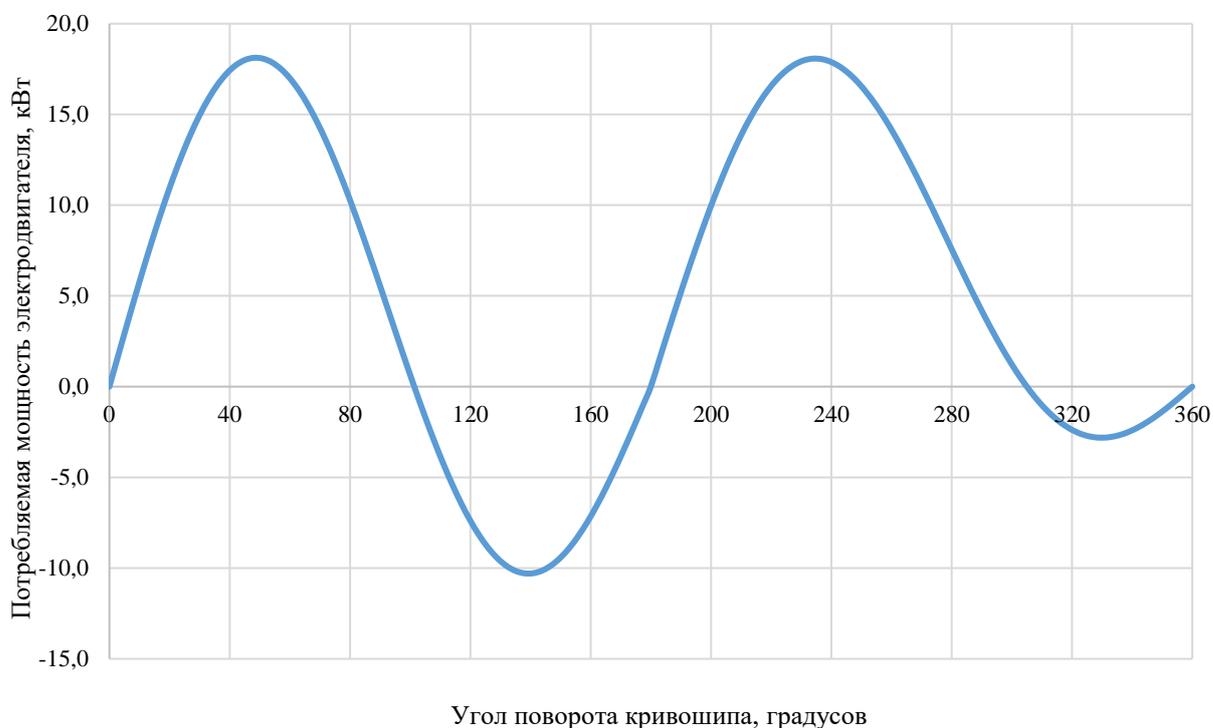


Рисунок 2.2.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.3.2.

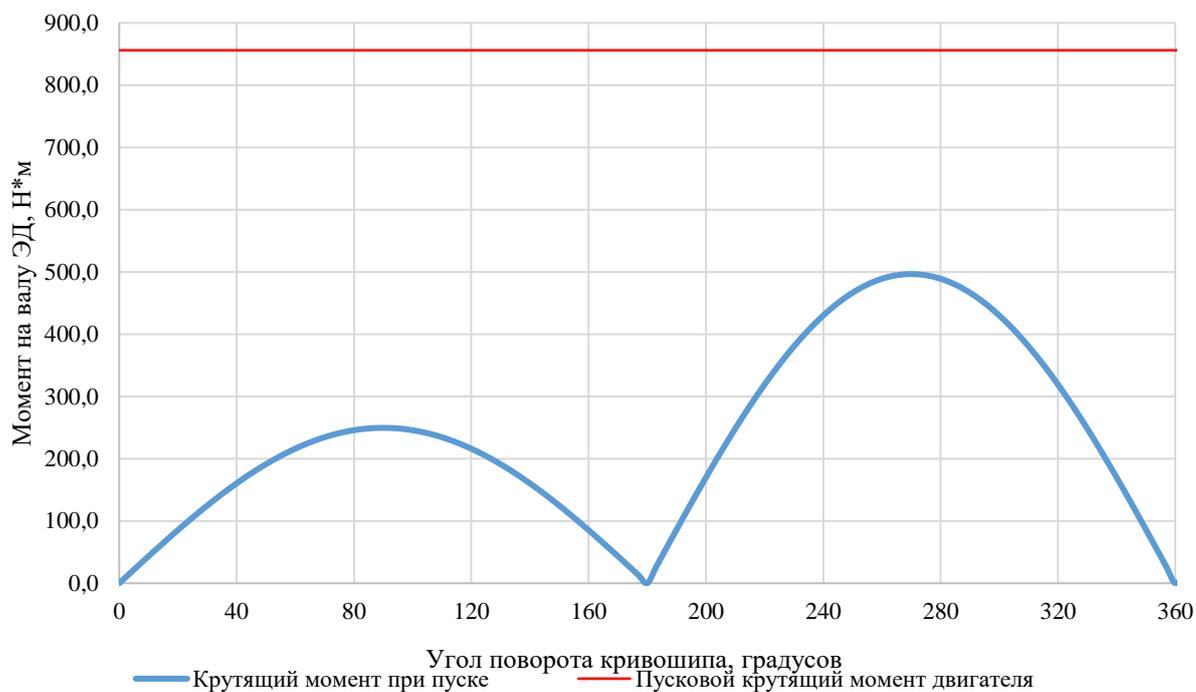


Рисунок 2.3.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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 19

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 19.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,88 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.4.1).

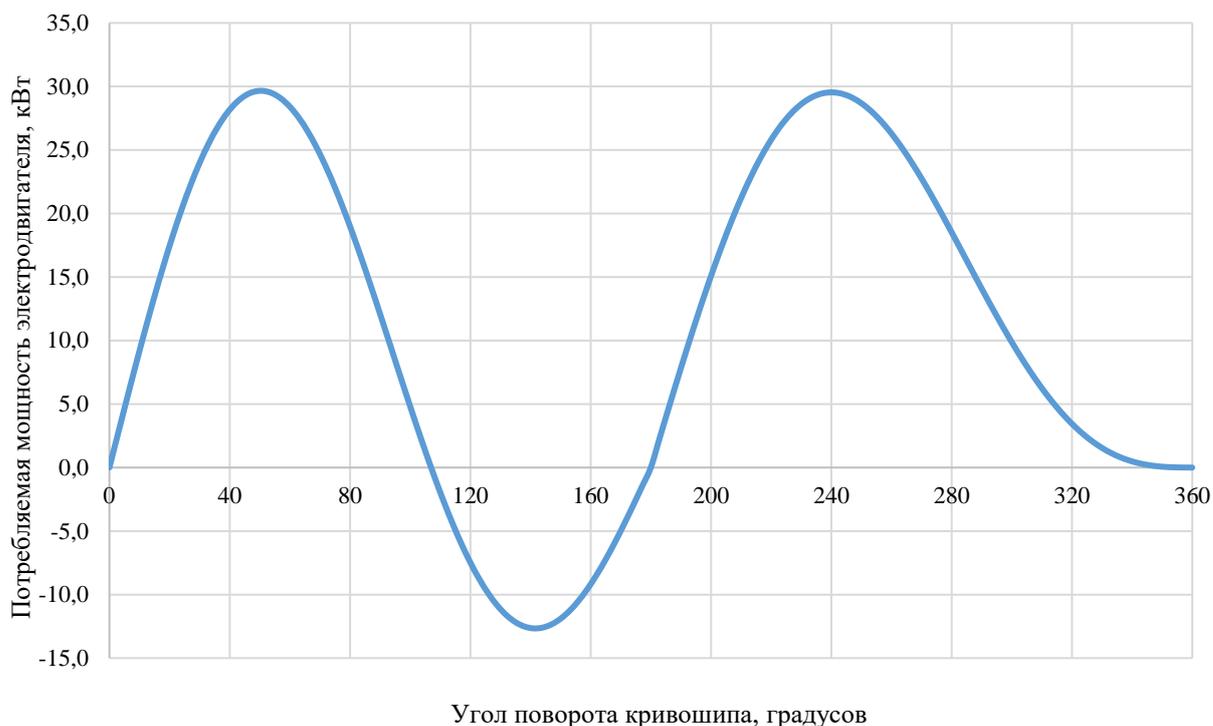


Рисунок 2.4.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 11,0 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.4.2.

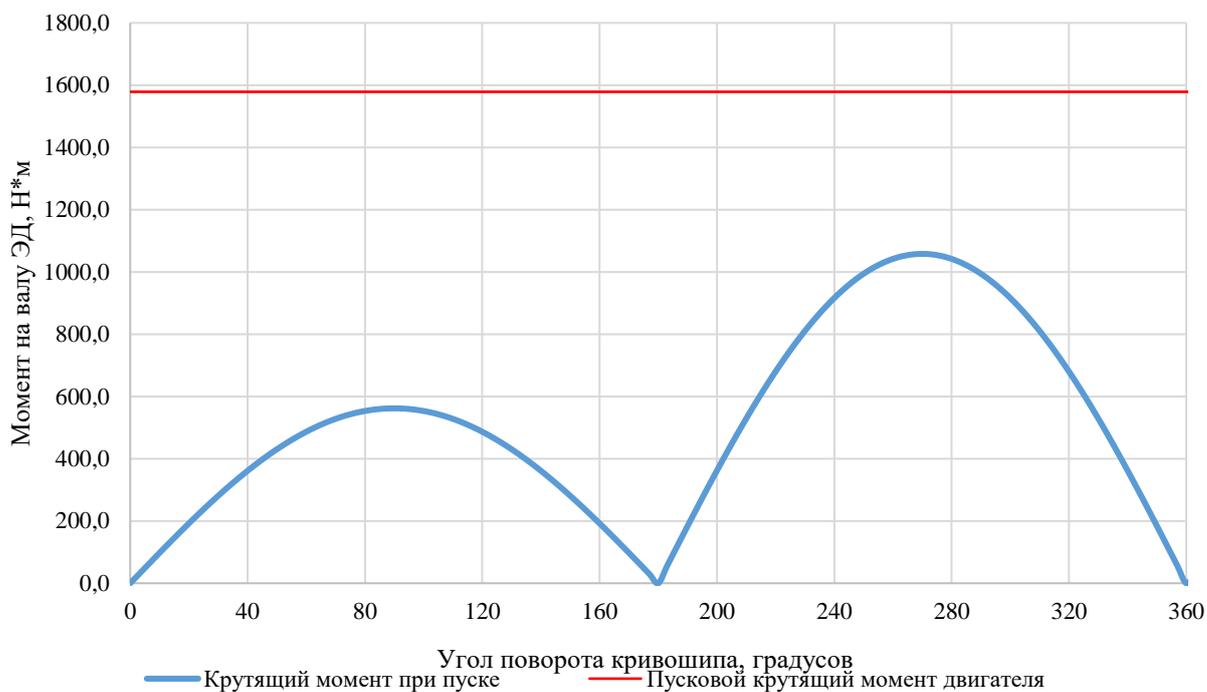


Рисунок 2.3.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.5. Результаты наземного привода для скважины 66

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 66.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,46 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.5.1).

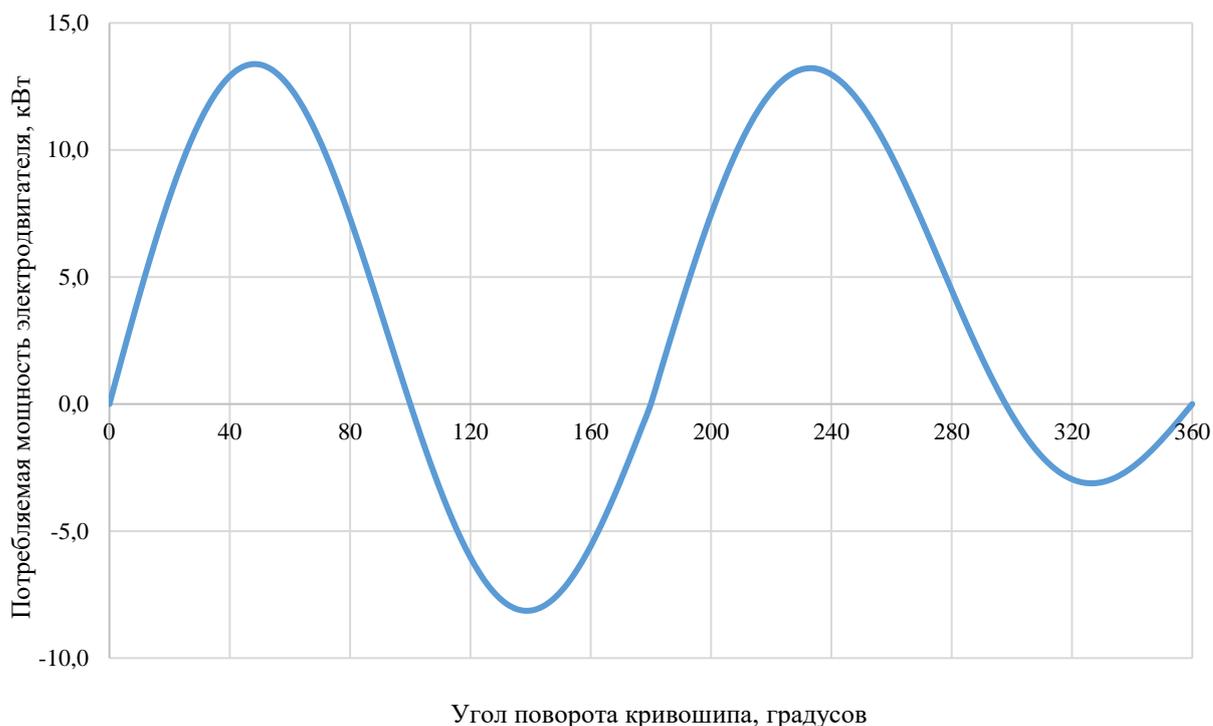


Рисунок 2.5.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 15 кВт и номинальной частотой вращения 485 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 3,5 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. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.5.2.

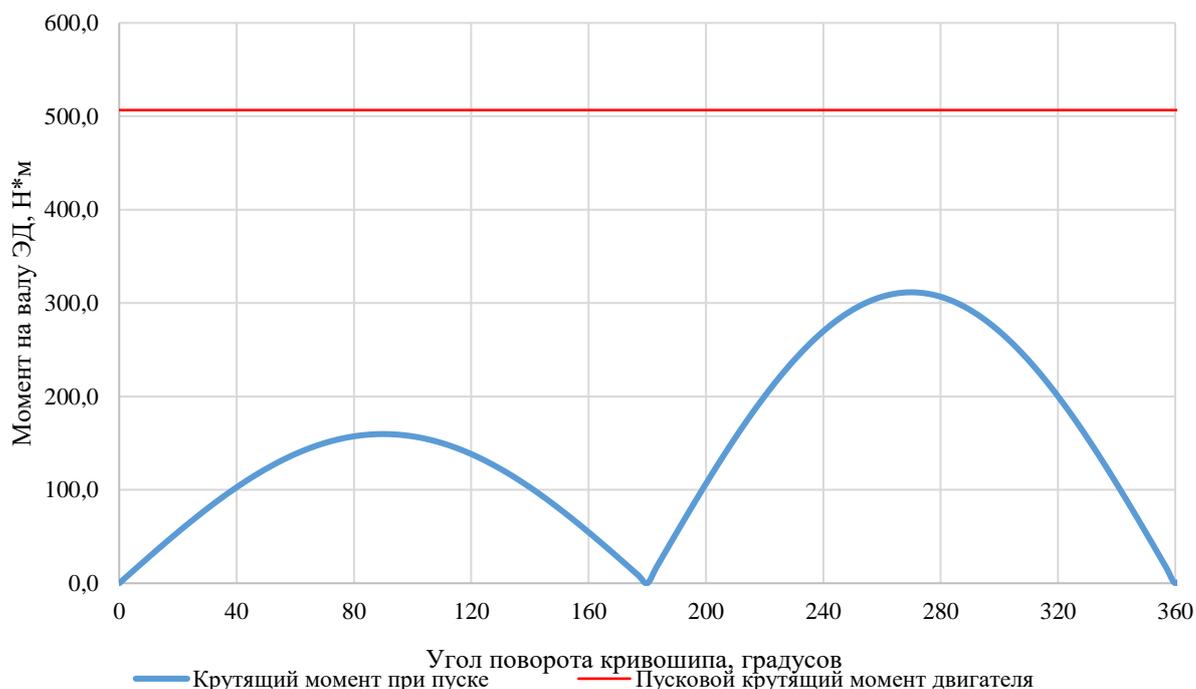


Рисунок 2.5.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.6. Результаты наземного привода для скважины 81

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 81.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,49 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.6.1).

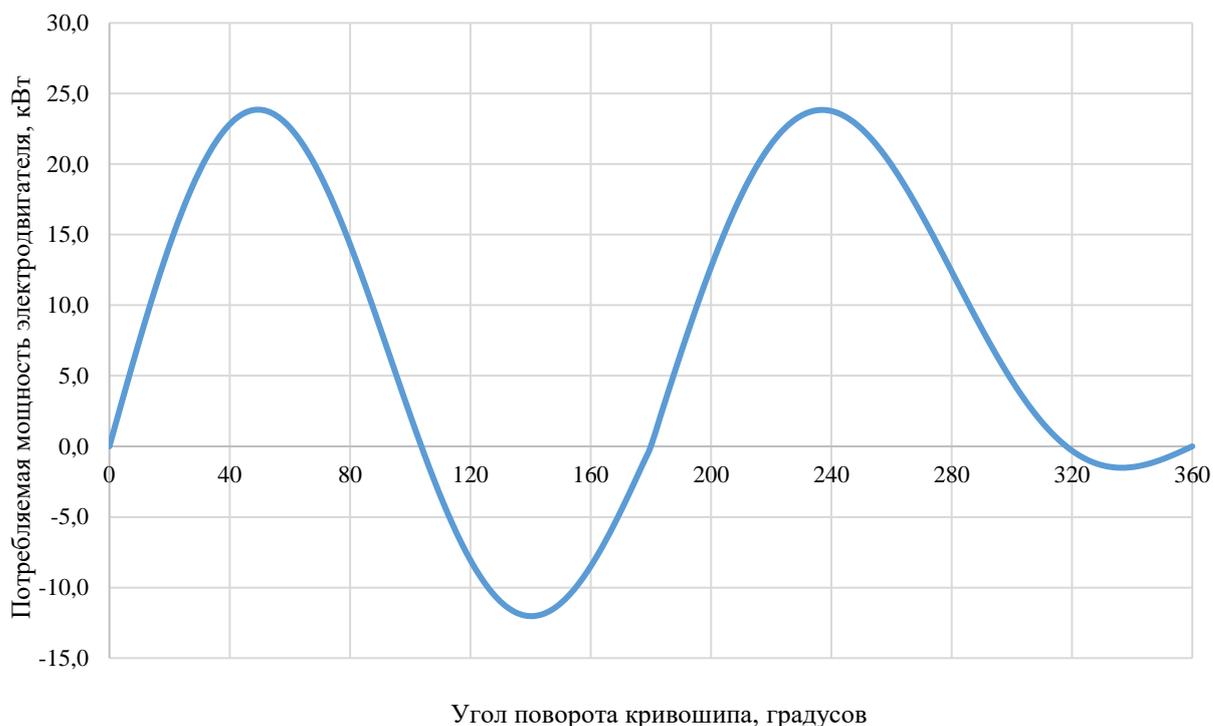


Рисунок 2.6.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 30 кВт и номинальной частотой вращения 735 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 7,8 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 390 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,1. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.6.2.

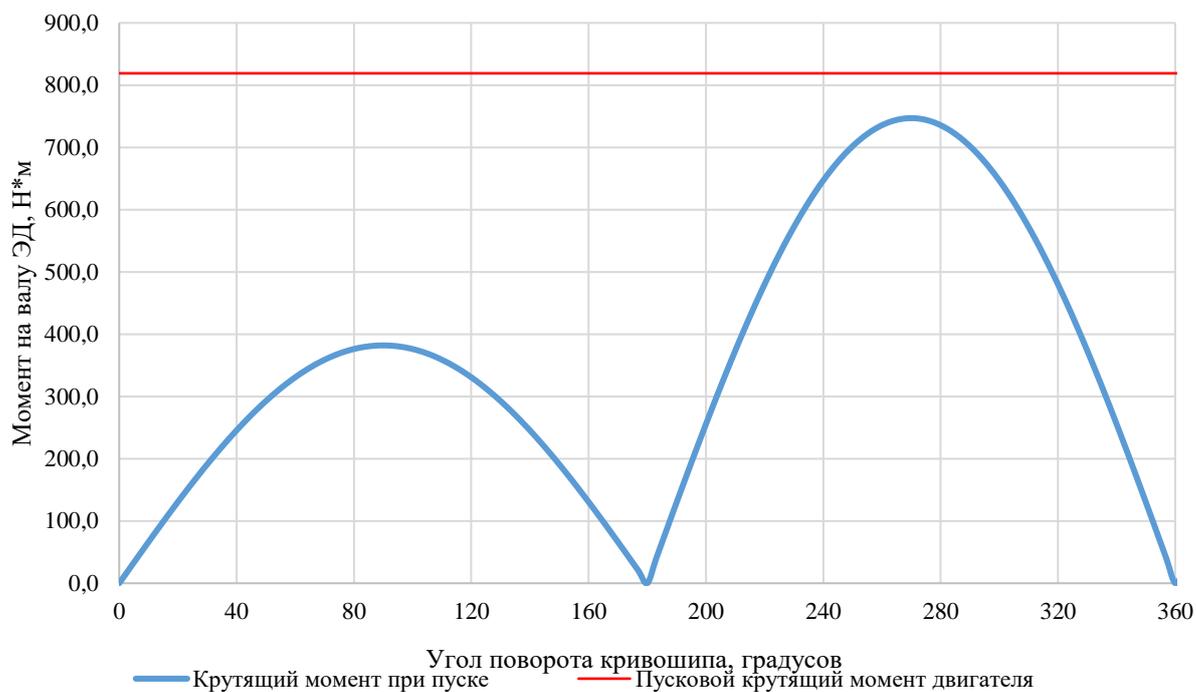


Рисунок 2.6.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.7. Результаты наземного привода для скважины 62

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 62.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,48 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.7.1).



Рисунок 2.7.1. 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 5,0 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.7.2.

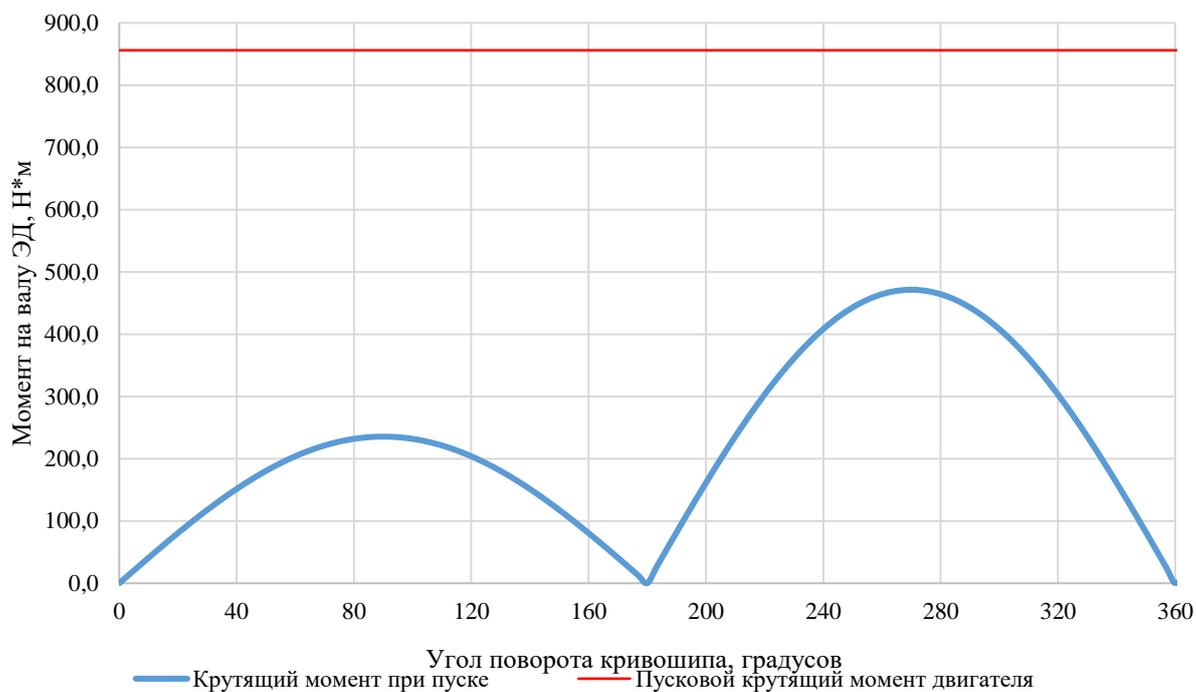


Рисунок 2.7.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.8. Результаты наземного привода для скважины 15

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 15.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,84 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.8.1).

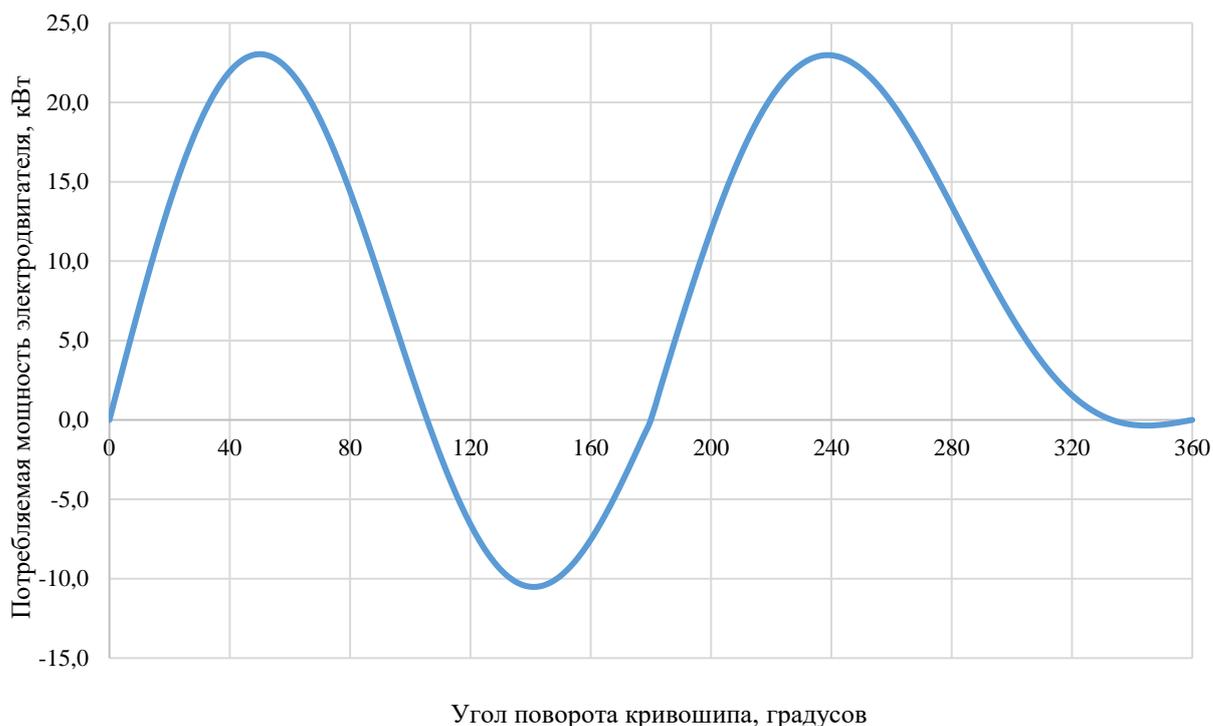


Рисунок 2.8.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 30 кВт и номинальной частотой вращения 975 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 8,2 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 294 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,4. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.8.2.

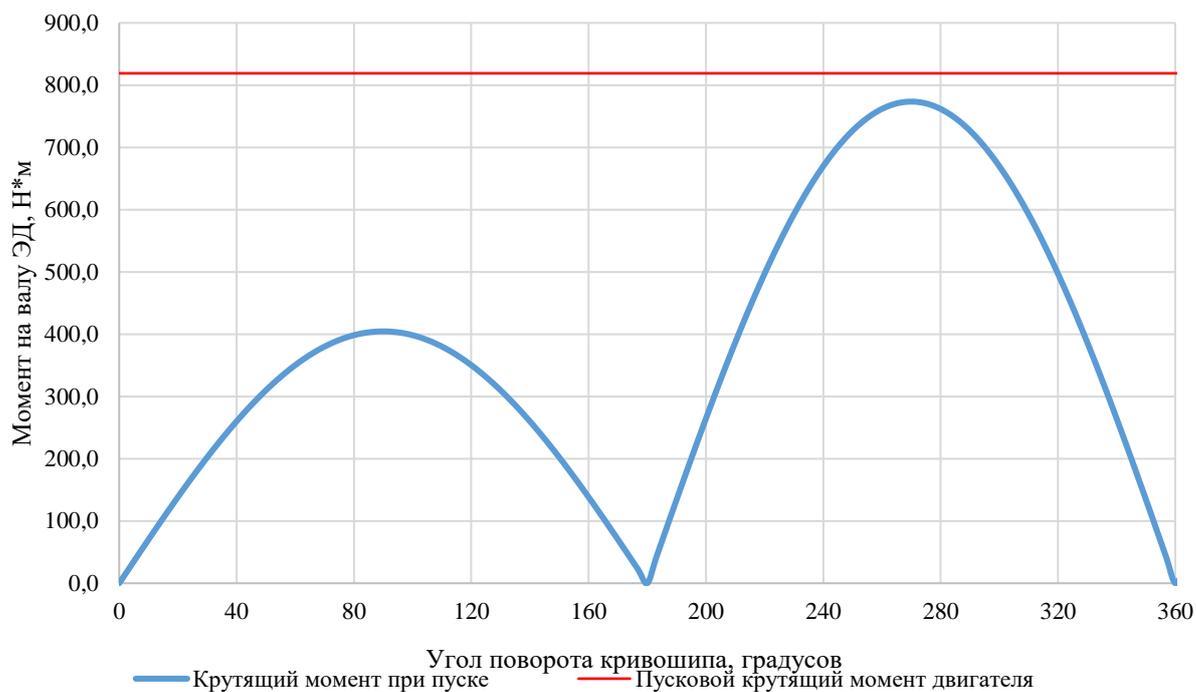


Рисунок 2.8.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.9. Результаты наземного привода для скважины 65

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 65.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,48 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.9.1).

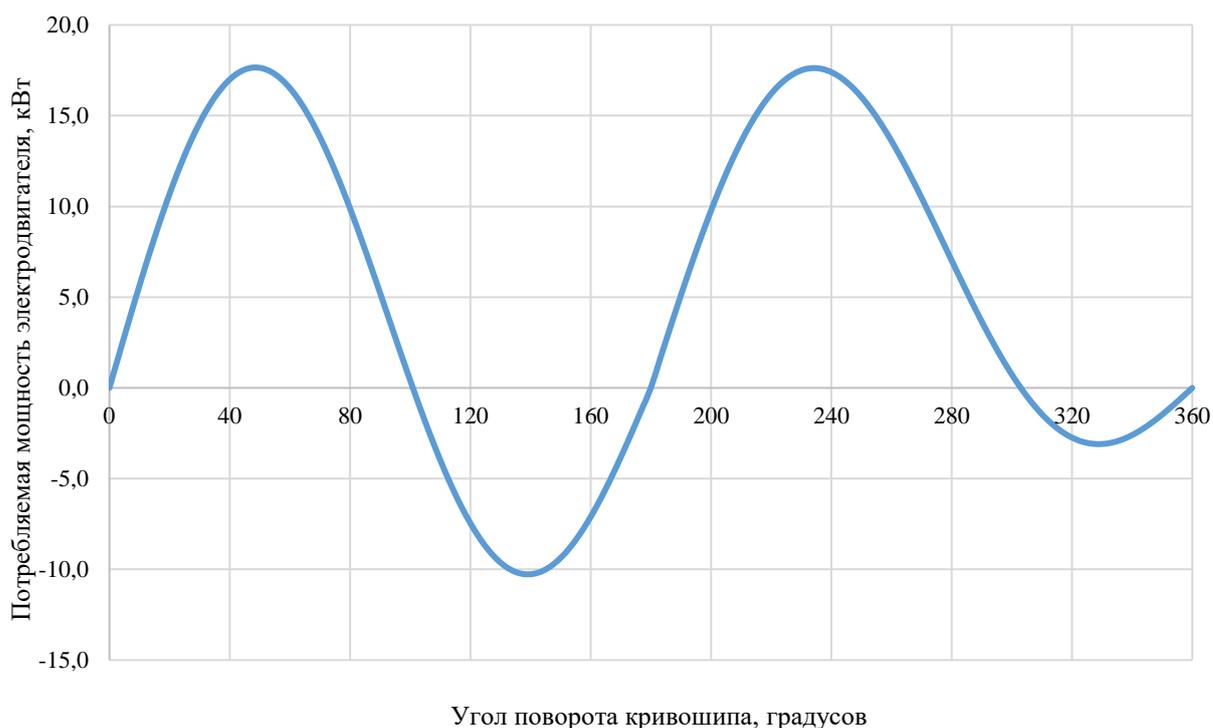


Рисунок 2.9.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 5,0 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.9.2.

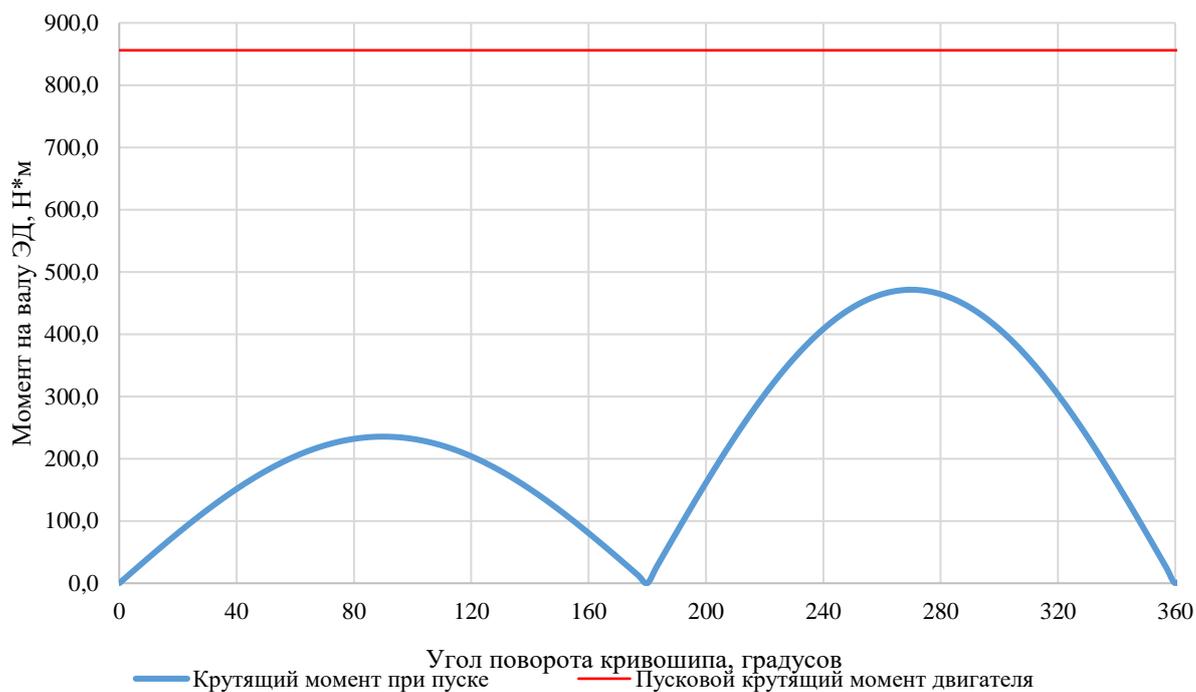


Рисунок 2.9.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.10. Результаты наземного привода для скважины 14

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 14.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,77 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.10.1).

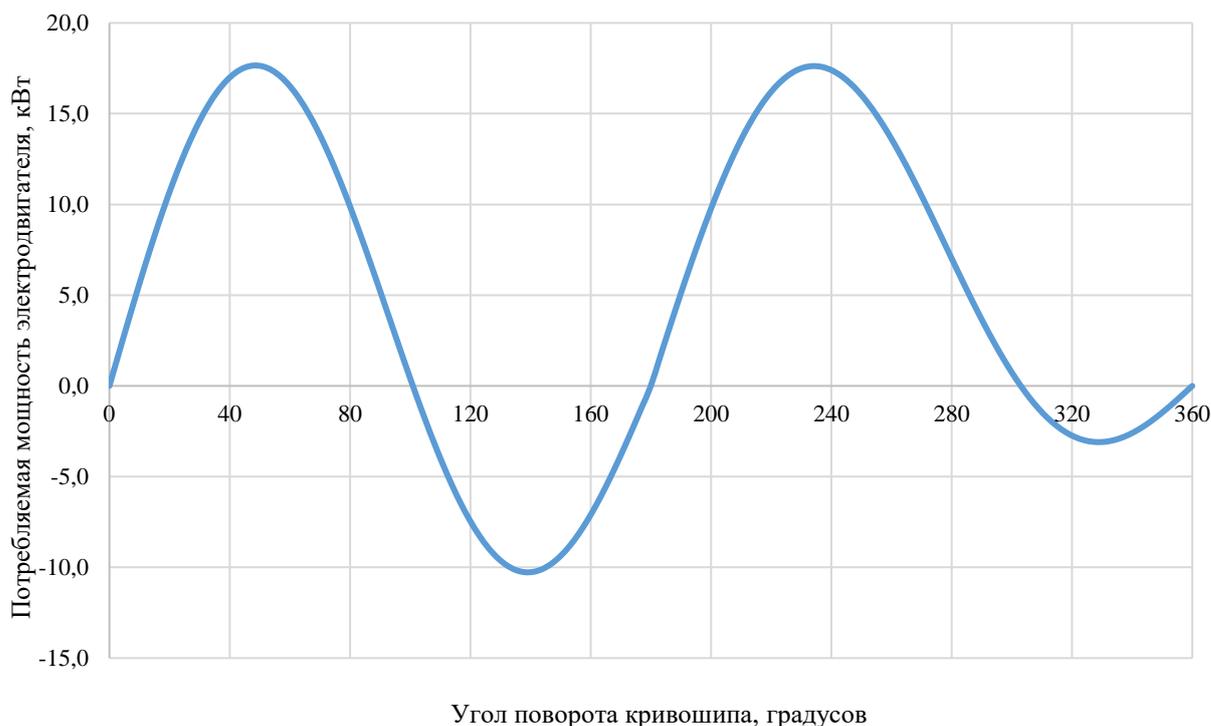


Рисунок 2.10.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 6,3 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.10.2.

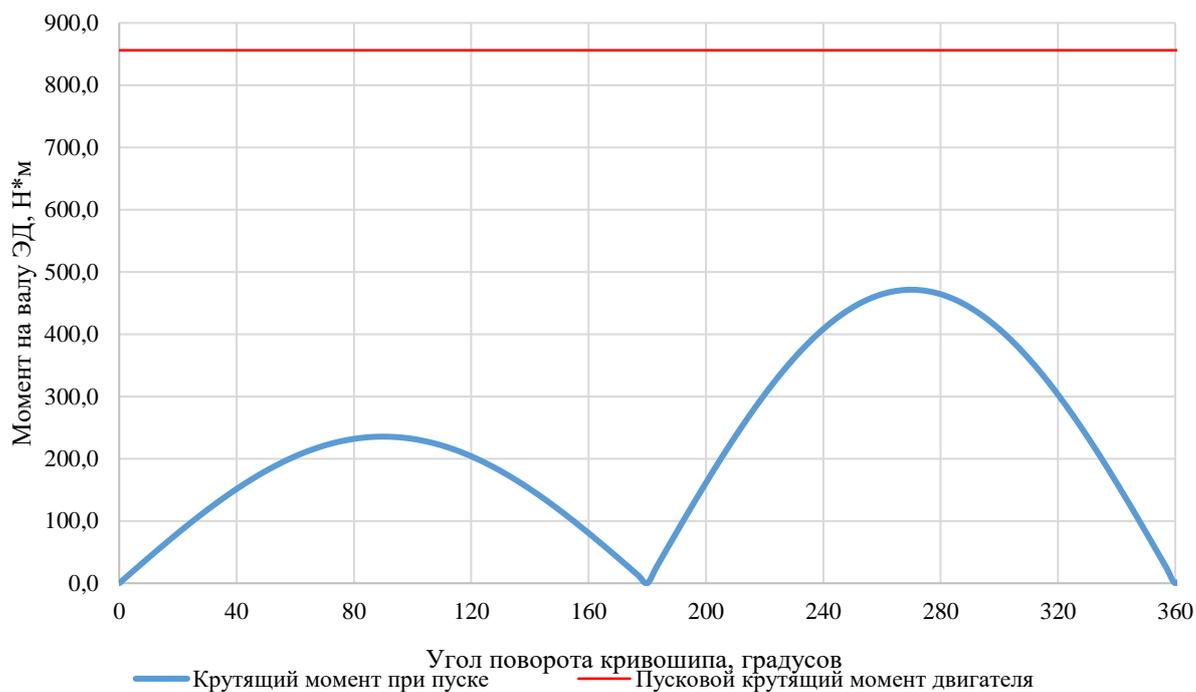


Рисунок 2.10.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.11. Результаты наземного привода для скважины 64

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 64.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,48 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.11.1).

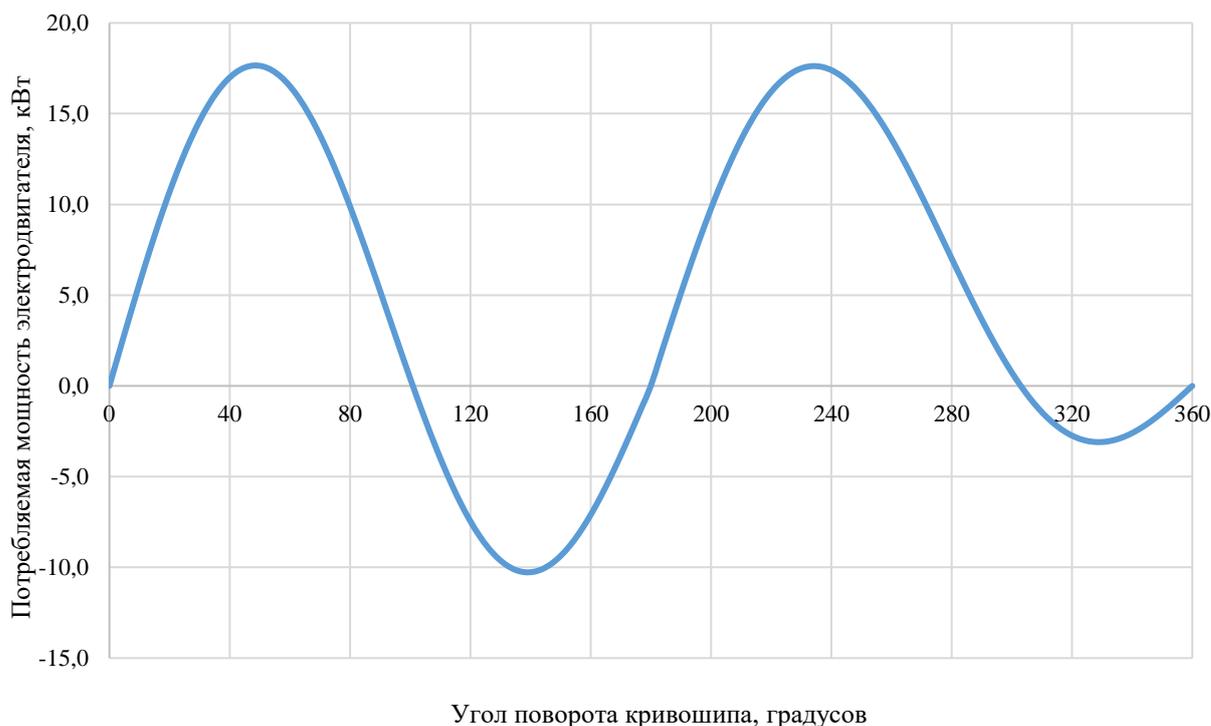


Рисунок 2.11.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 5,0 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.11.2.

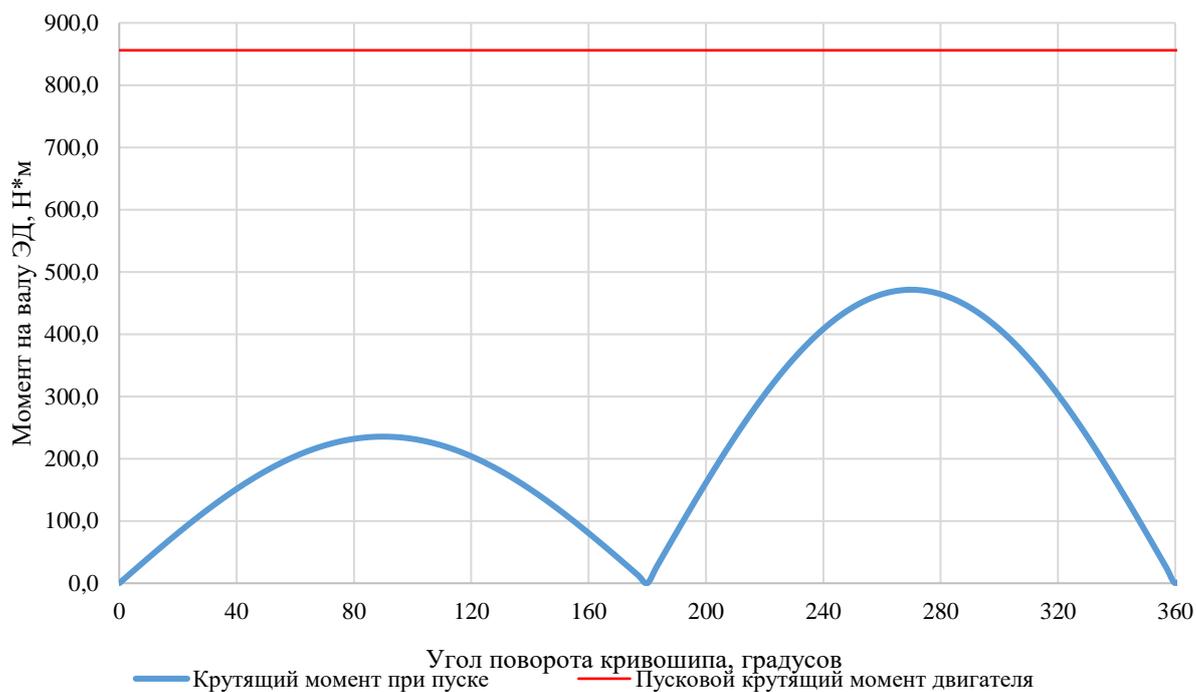


Рисунок 2.11.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.12. Результаты наземного привода для скважины 63

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 63.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,49 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.12.1).

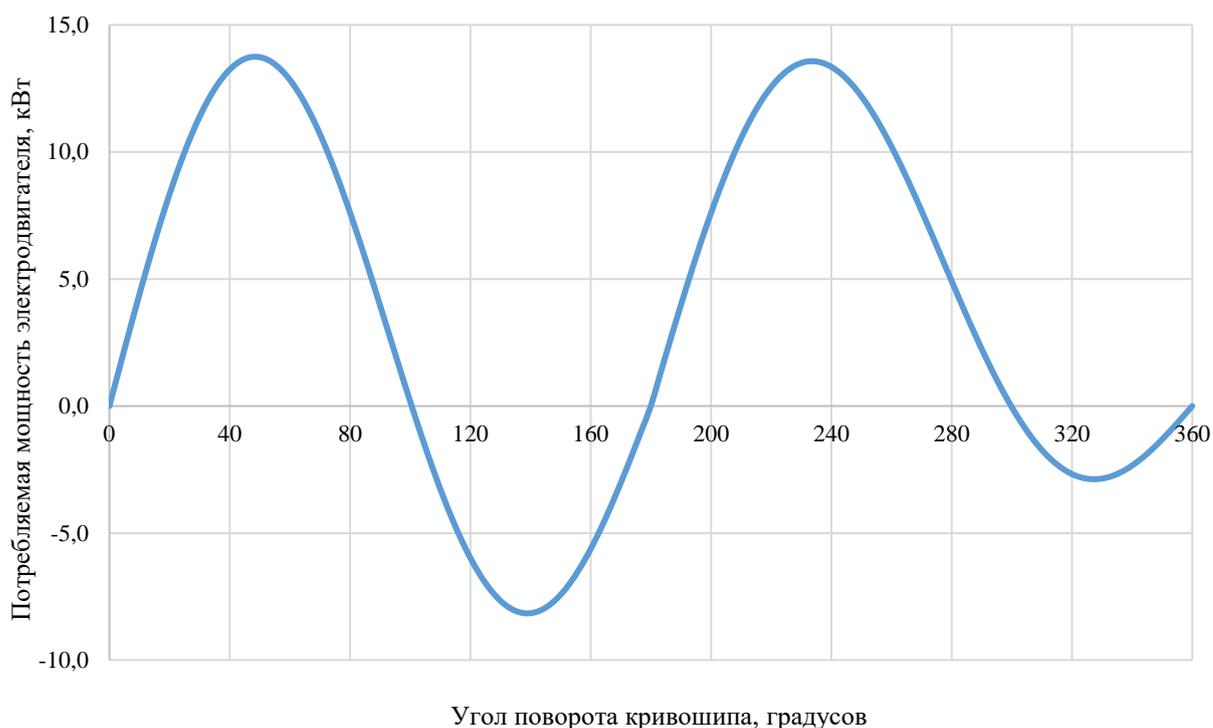


Рисунок 2.12.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 15 кВт и номинальной частотой вращения 485 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 3,7 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 298 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,7. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.12.2.

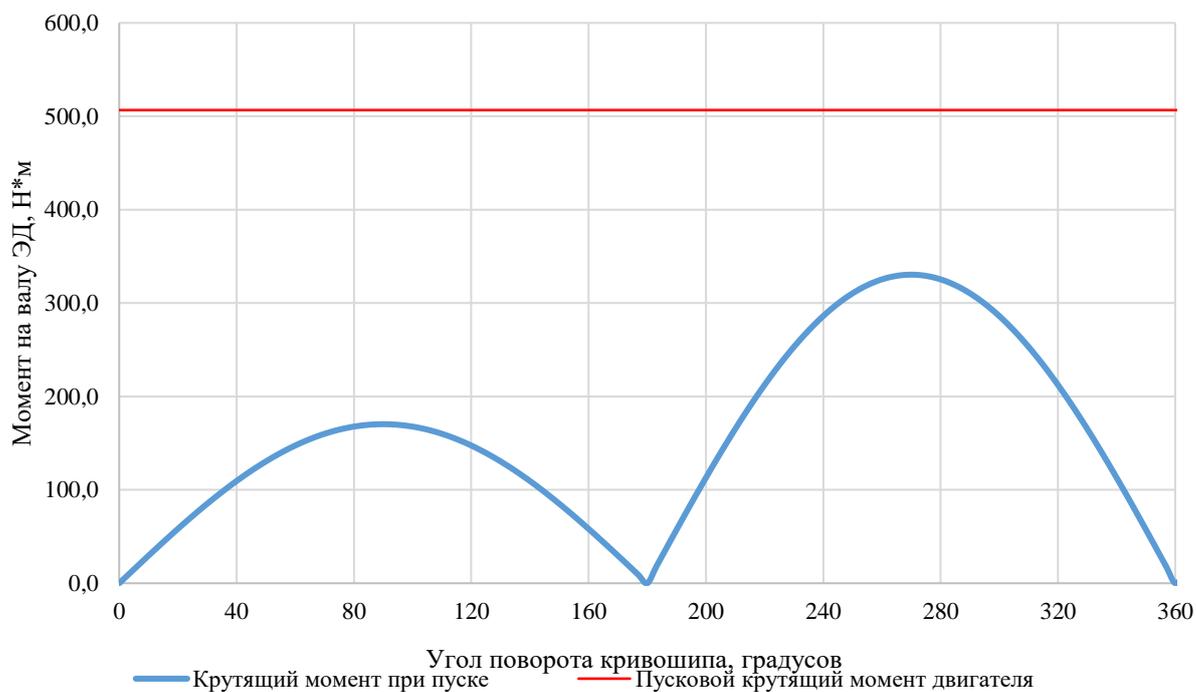


Рисунок 2.12.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.13. Результаты наземного привода для скважины 24

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 24.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,29 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.13.1).

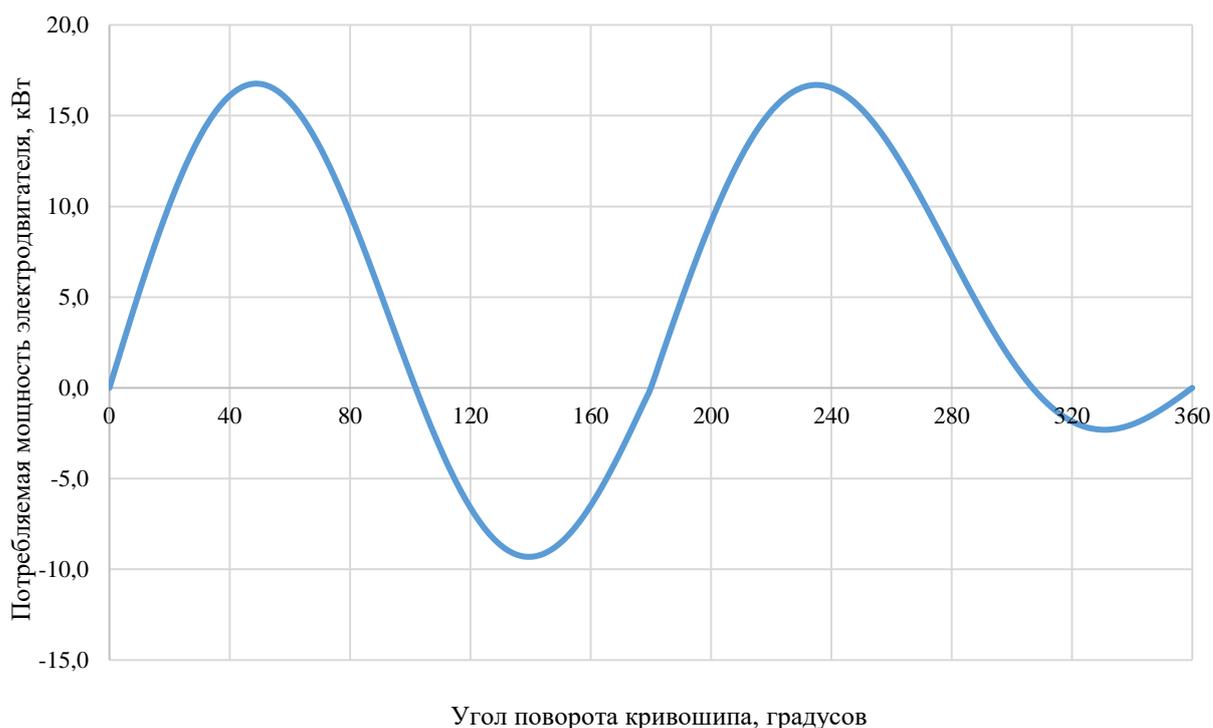


Рисунок 2.14.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 5,0 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.13.2.

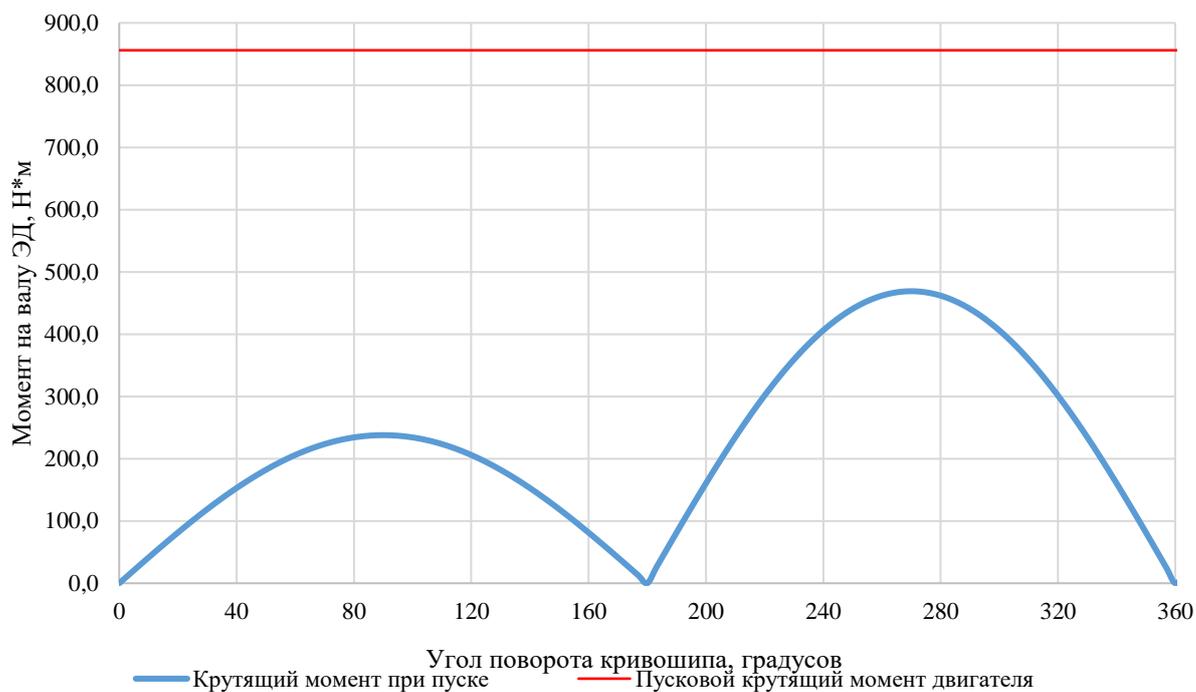


Рисунок 2.13.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.14. Результаты наземного привода для скважины 49

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 49.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,77 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.14.1).

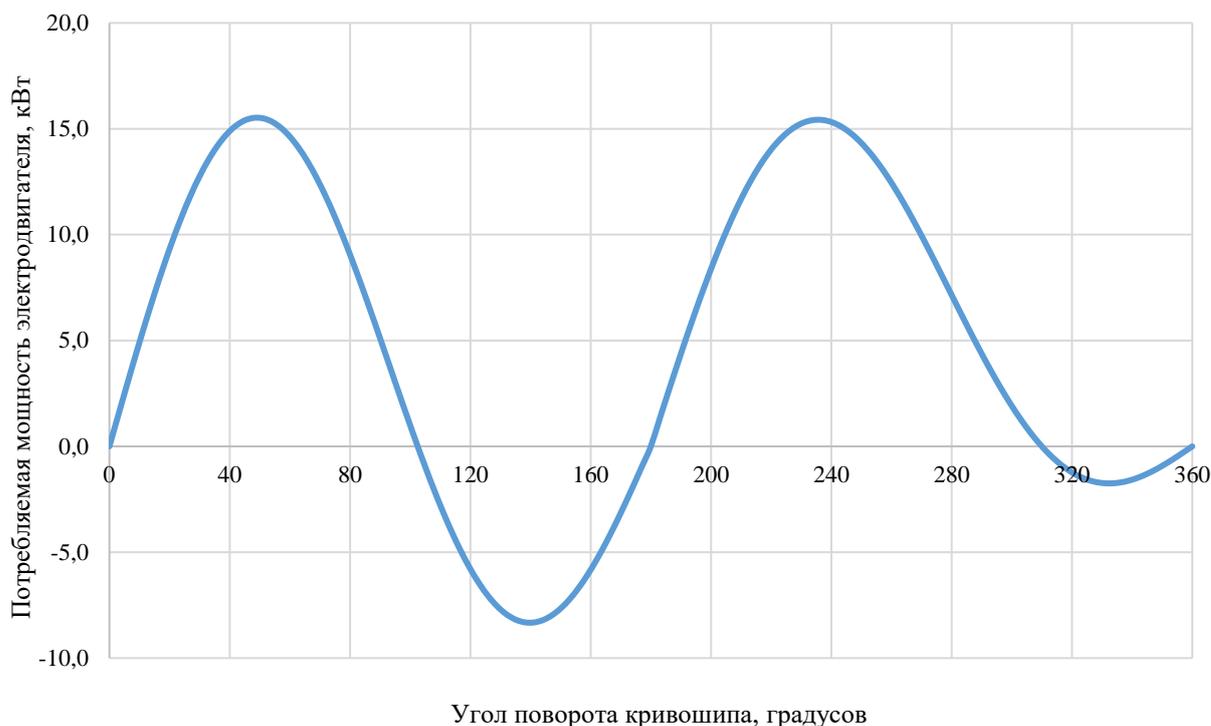


Рисунок 2.14.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 4,8 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 298 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,7. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.14.2.

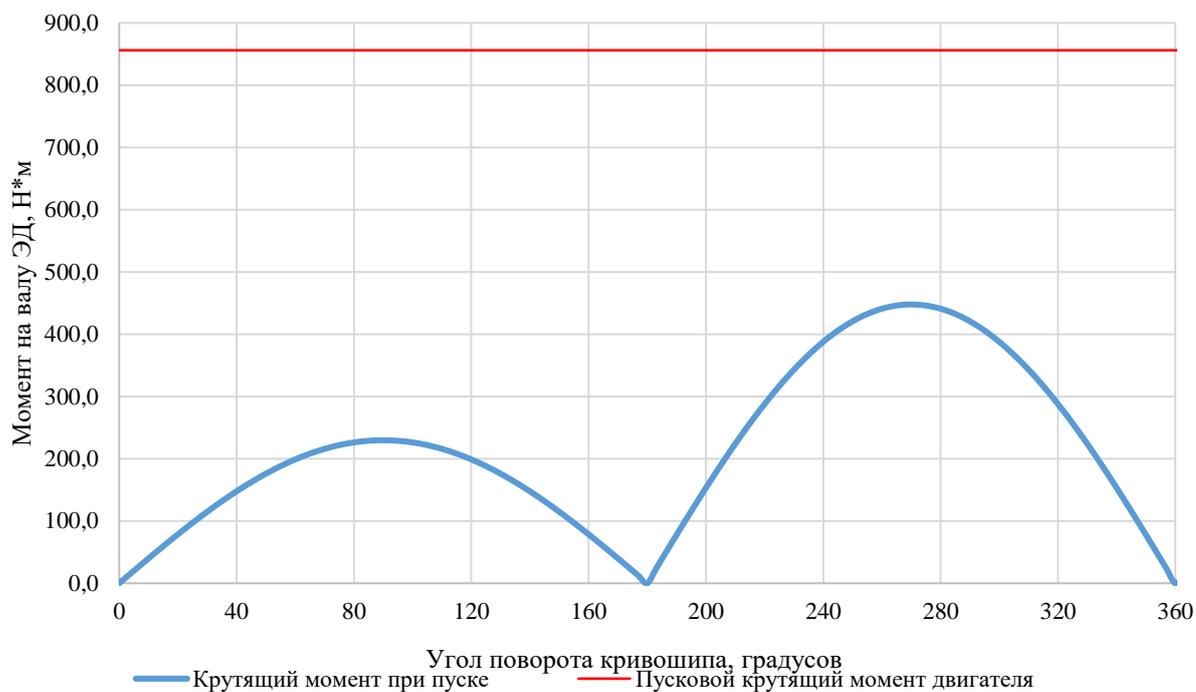


Рисунок 2.15.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.15. Результаты наземного привода для скважины 75

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 75.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,48 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.15.1).

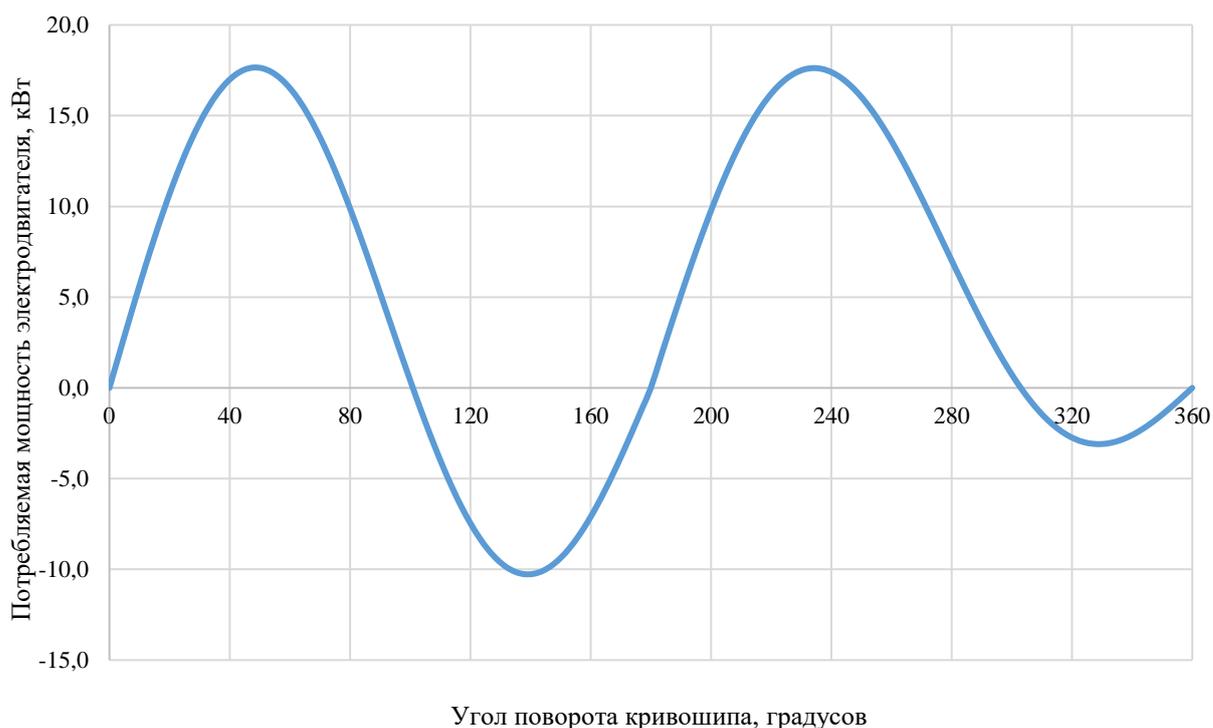


Рисунок 2.15.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 1,9 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.15.2.

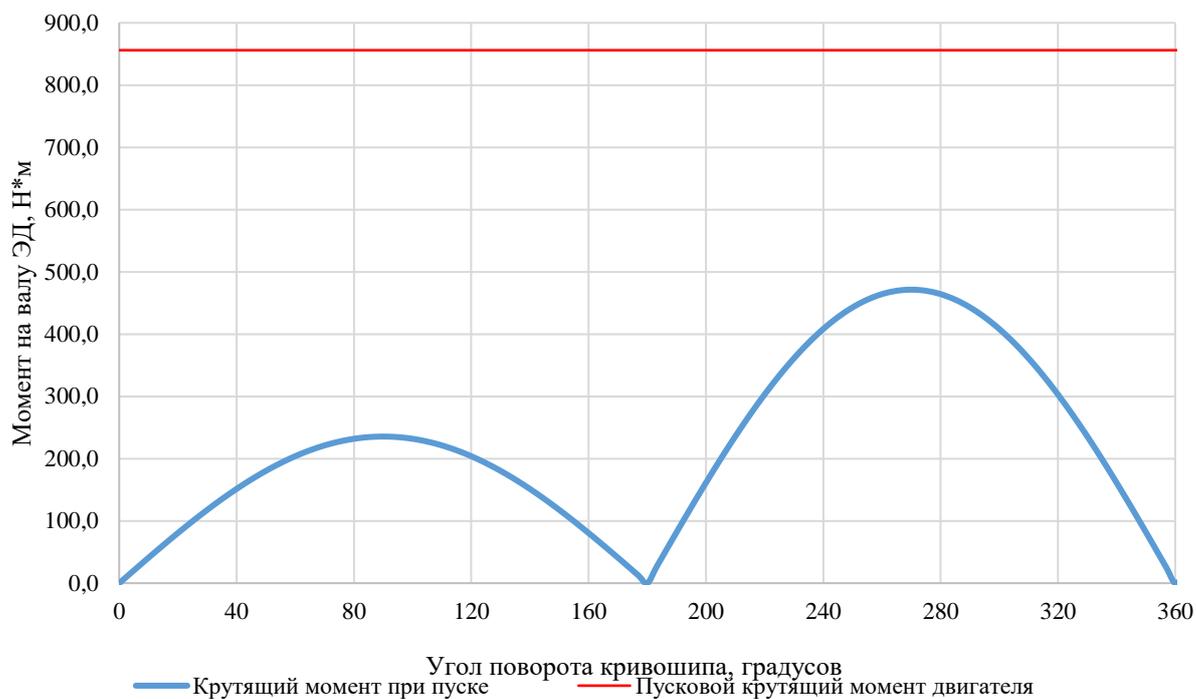


Рисунок 2.15.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.16. Результаты наземного привода для скважины 23

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 23.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,75 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.16.1).

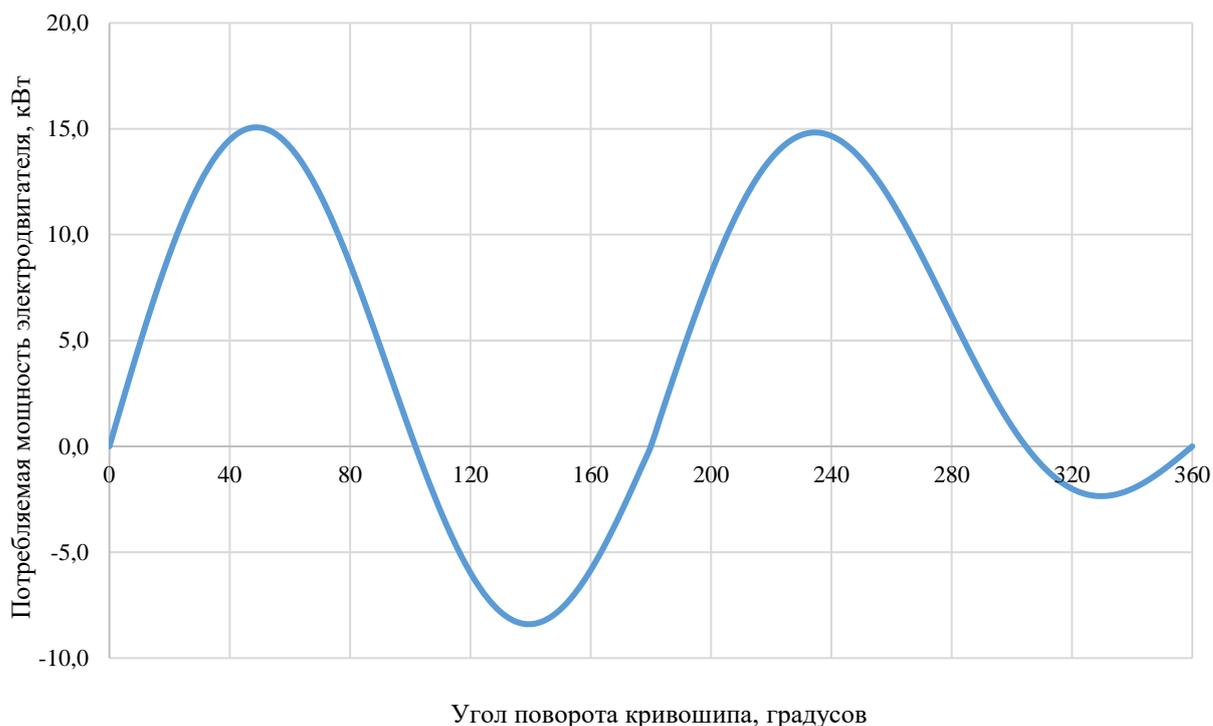


Рисунок 2.16.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 1,9 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.16.2.

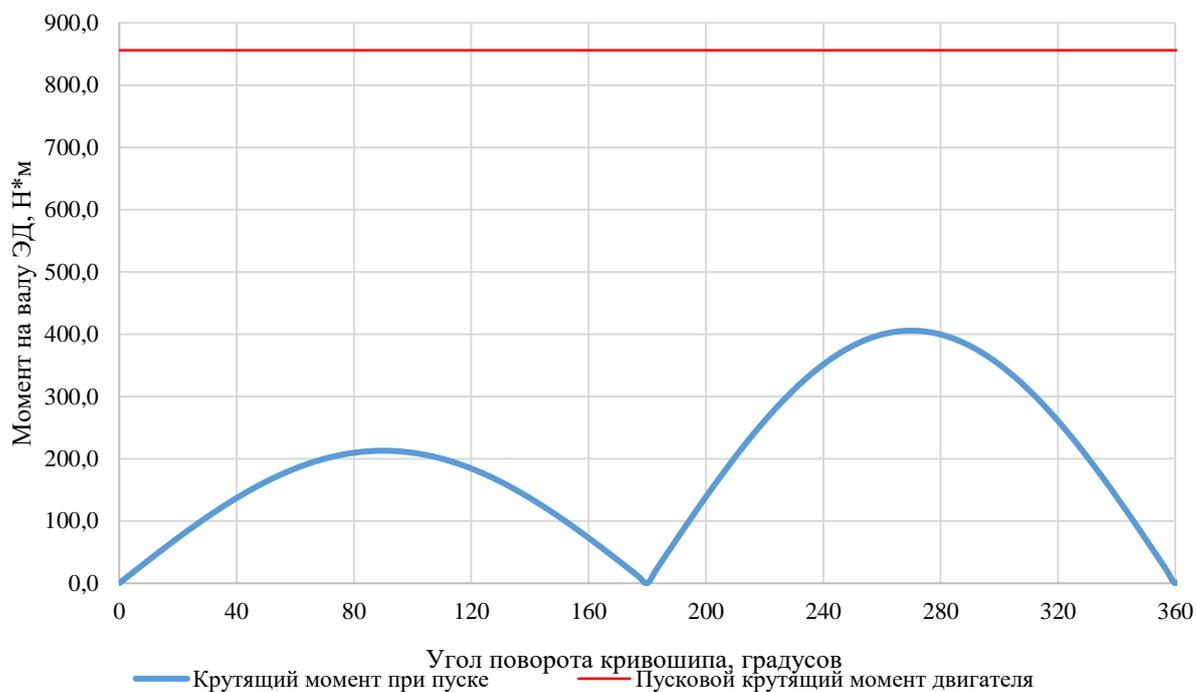


Рисунок 2.16.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.17. Результаты наземного привода для скважины 22

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 22.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,91 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.17.1).

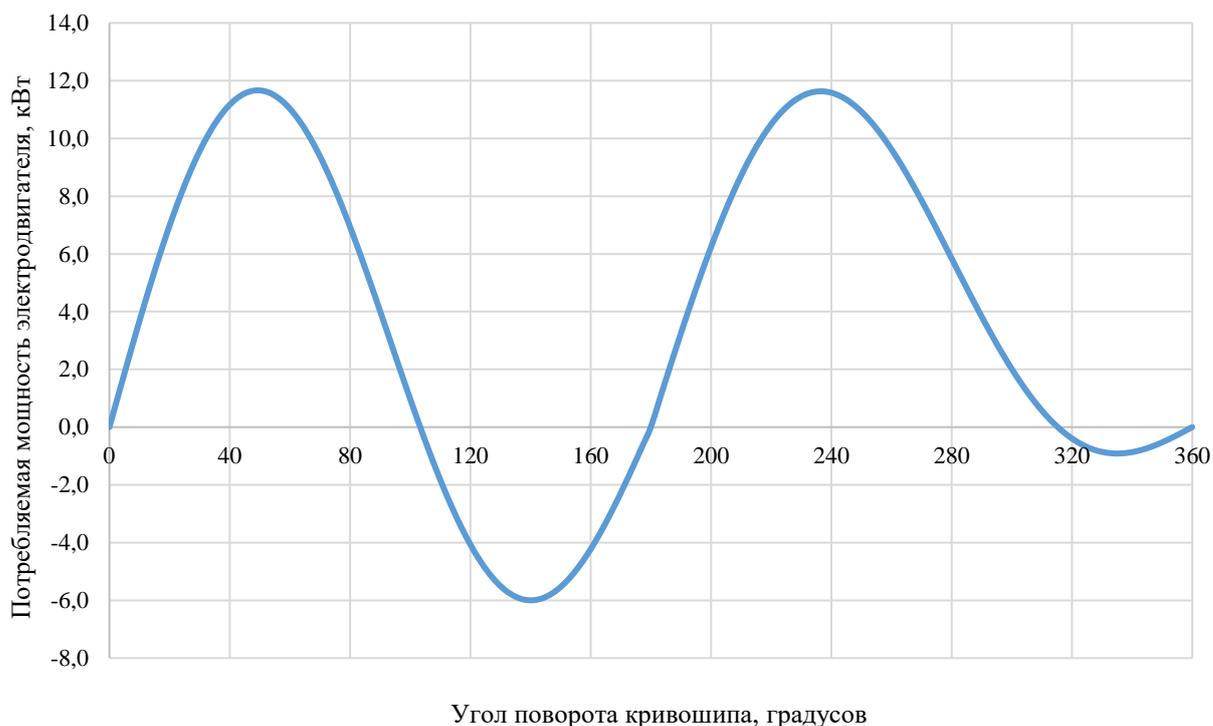


Рисунок 2.17.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 15 кВт и номинальной частотой вращения 485 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 3,7 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 298 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,7. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.17.2.

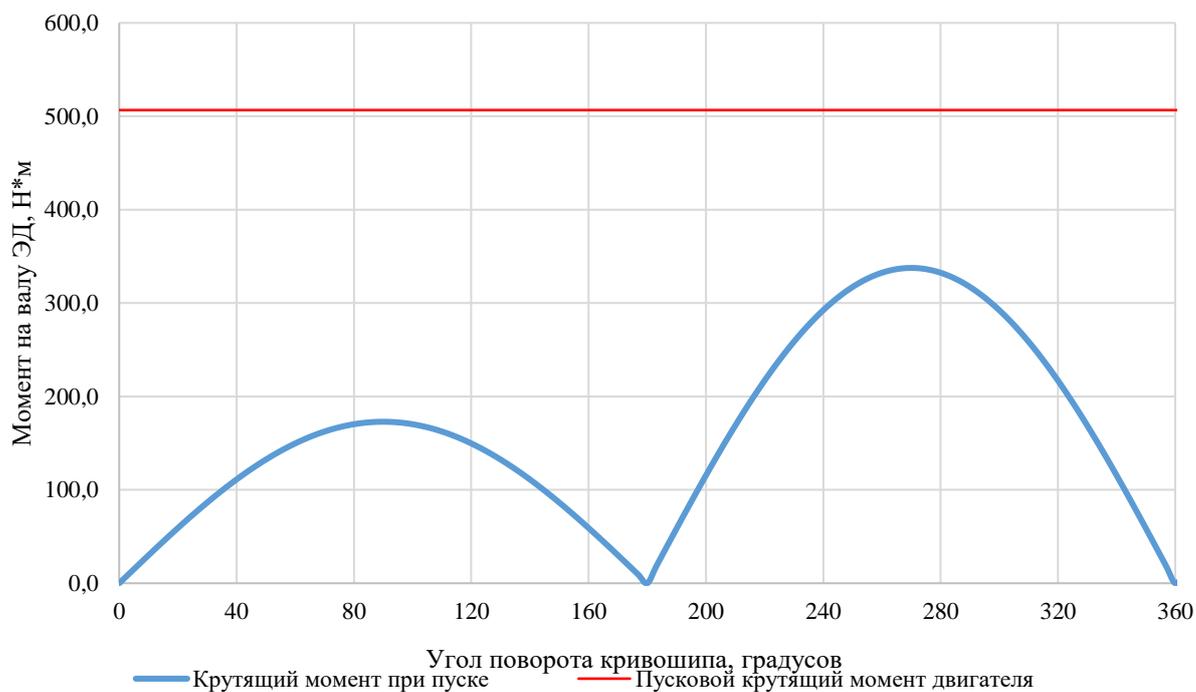


Рисунок 2.17.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.18. Результаты наземного привода для скважины 73

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 73.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,38 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.18.1).

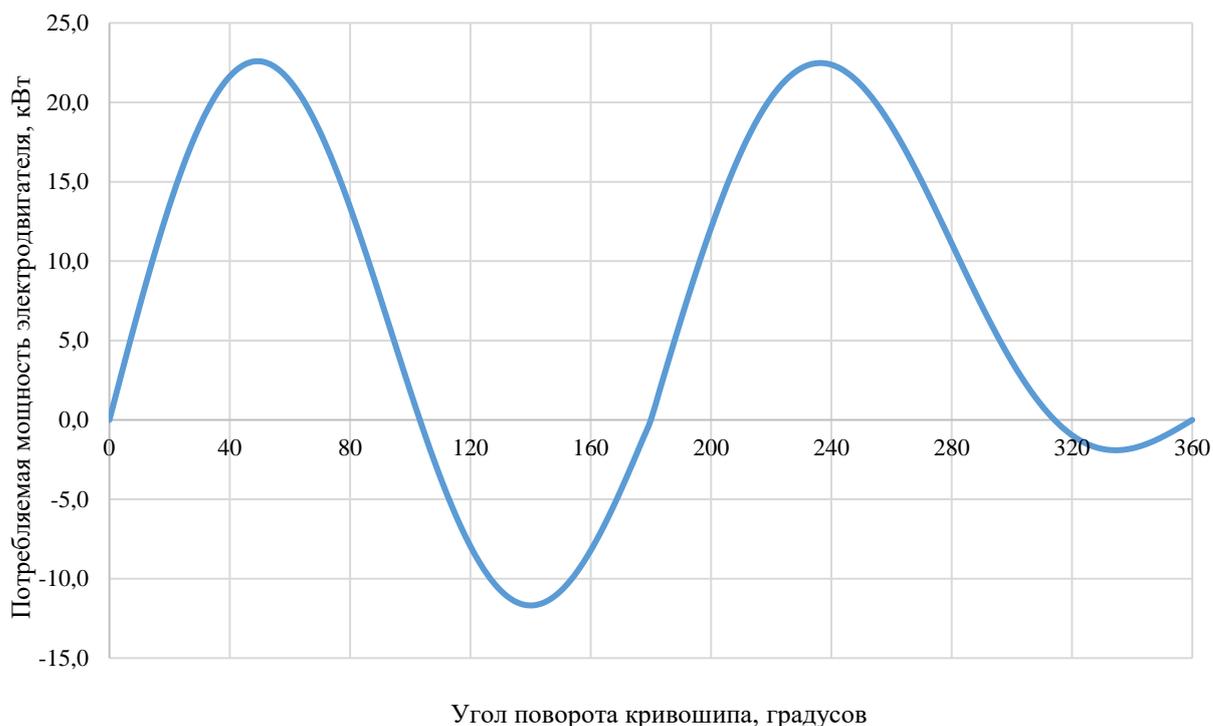


Рисунок 2.18.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 30 кВт и номинальной частотой вращения 975 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 7,2 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 294 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,4. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.18.2.

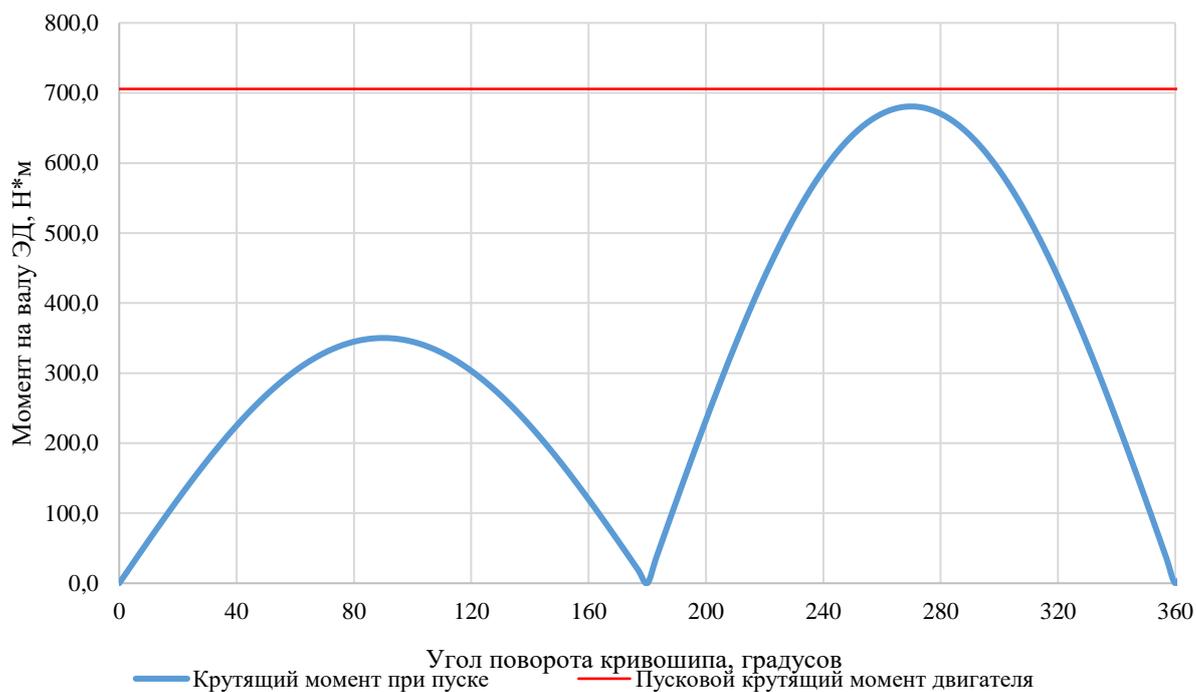


Рисунок 2.18.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.19. Результаты наземного привода для скважины 48

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 48.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,77 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.19.1).

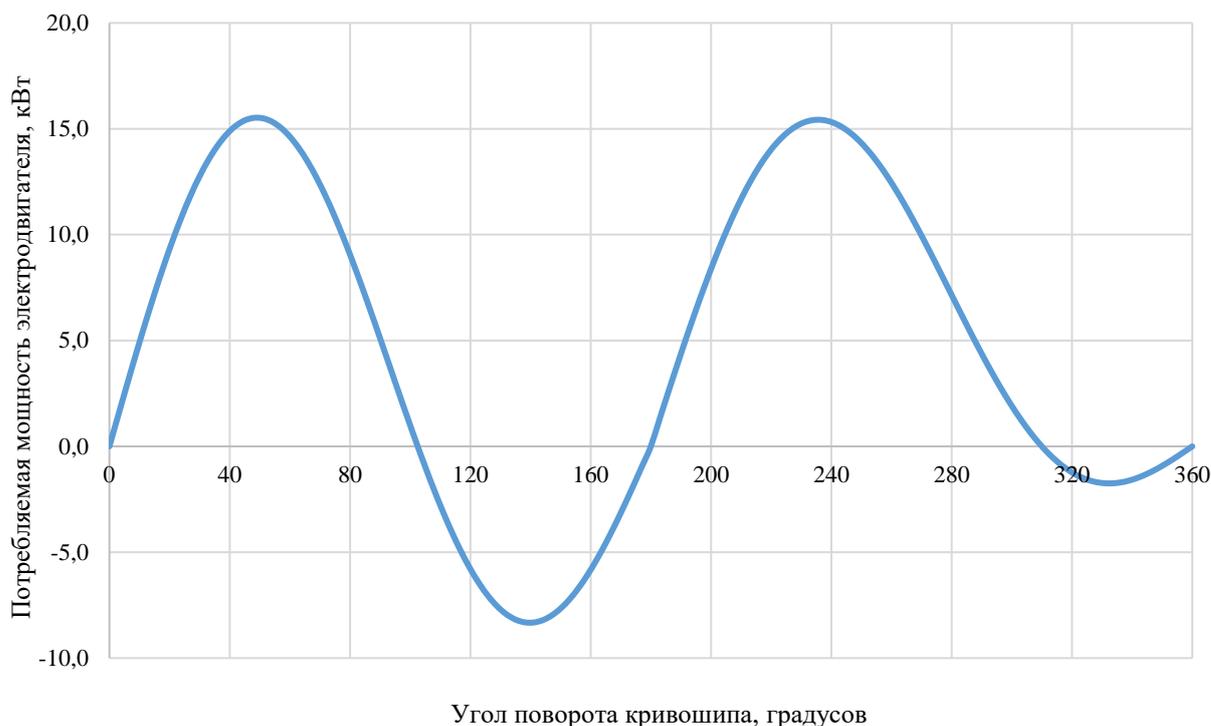


Рисунок 2.19.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 495 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 4,8 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.19.2.

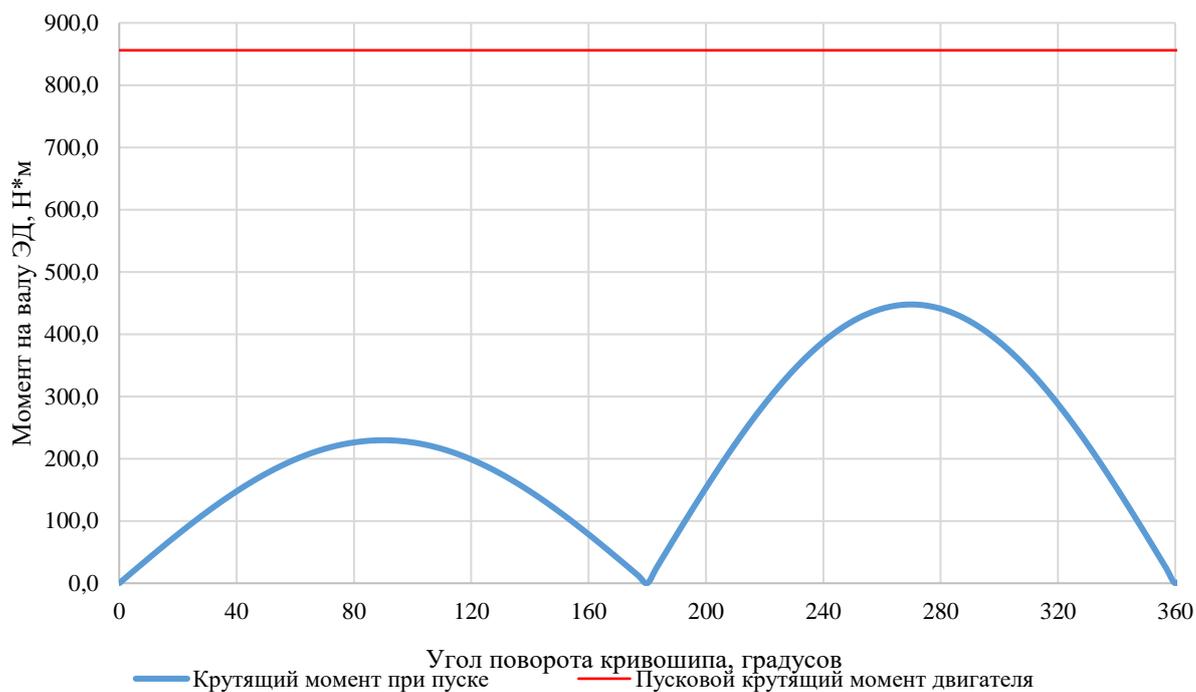


Рисунок 2.19.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.20. Результаты наземного привода для скважины 71

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 71.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,48 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.20.1).



Рисунок 2.20.1. 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 5,0 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.20.2.

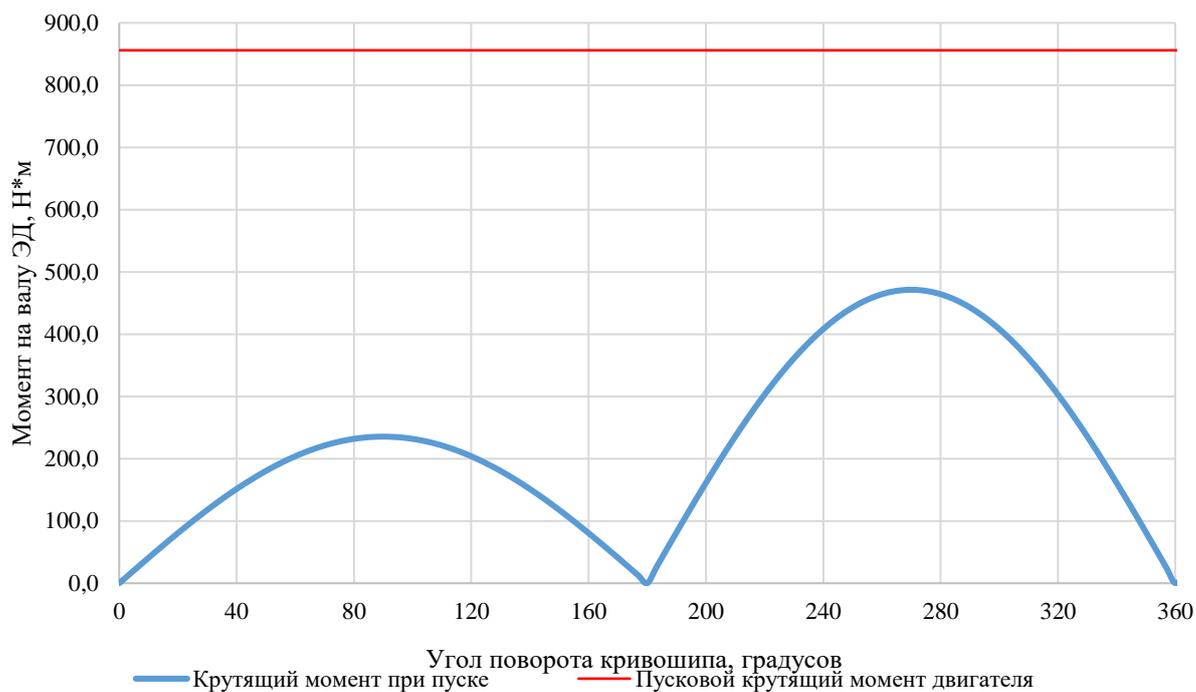


Рисунок 2.20.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.21. Результаты наземного привода для скважины 18

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 18.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,82 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.21.1).

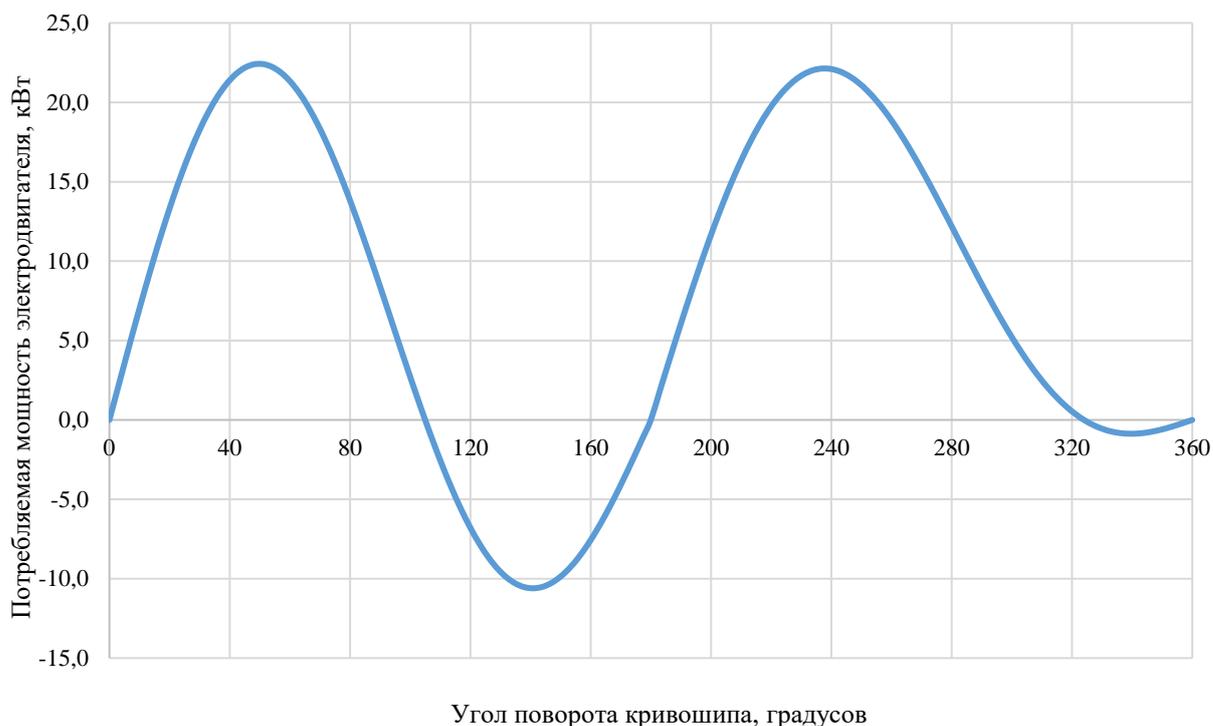


Рисунок 2.21.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 30 кВт и номинальной частотой вращения 735 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 7,6 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 390 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,1. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.21.2.

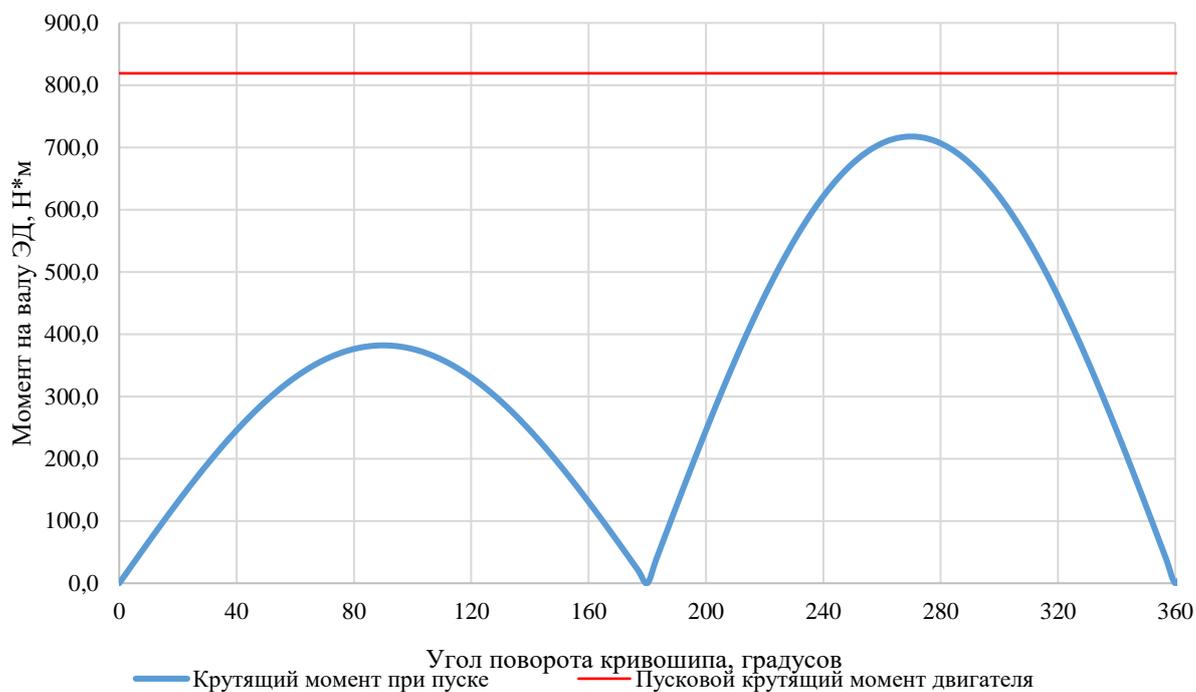


Рисунок 2.21.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.22. Результаты наземного привода для скважины 41

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 41.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 3,0 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.22.1).

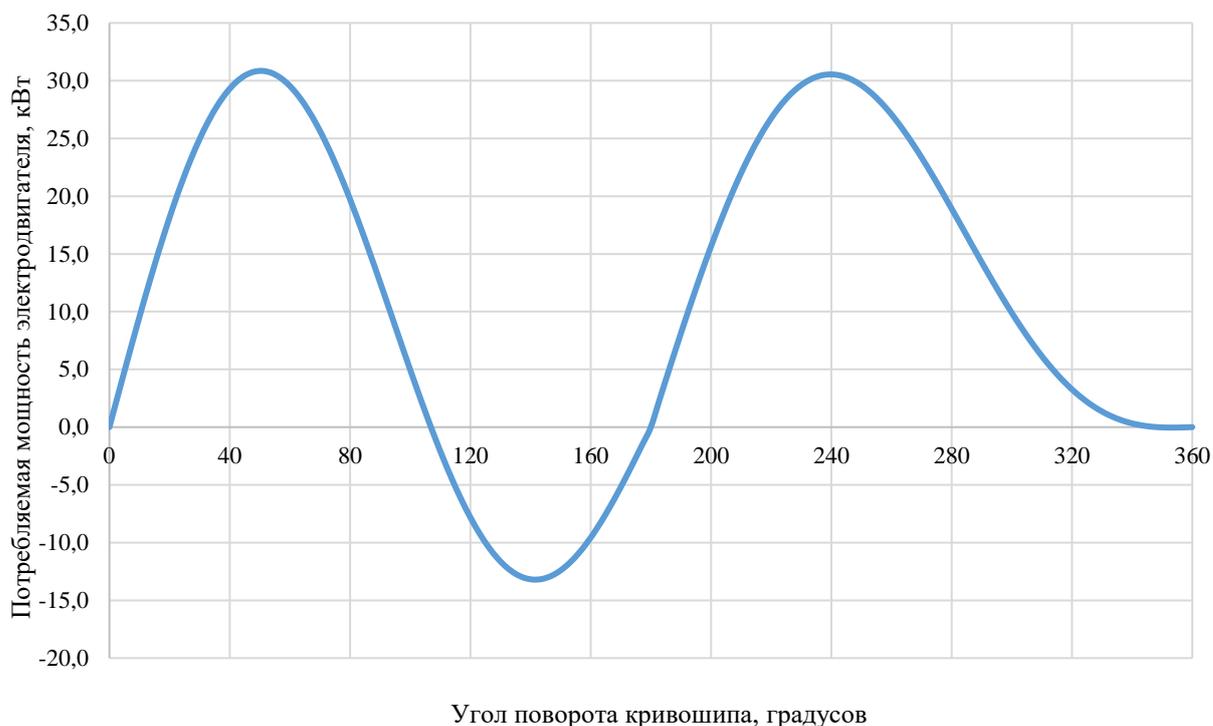


Рисунок 2.22.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 11,3 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.22.2.

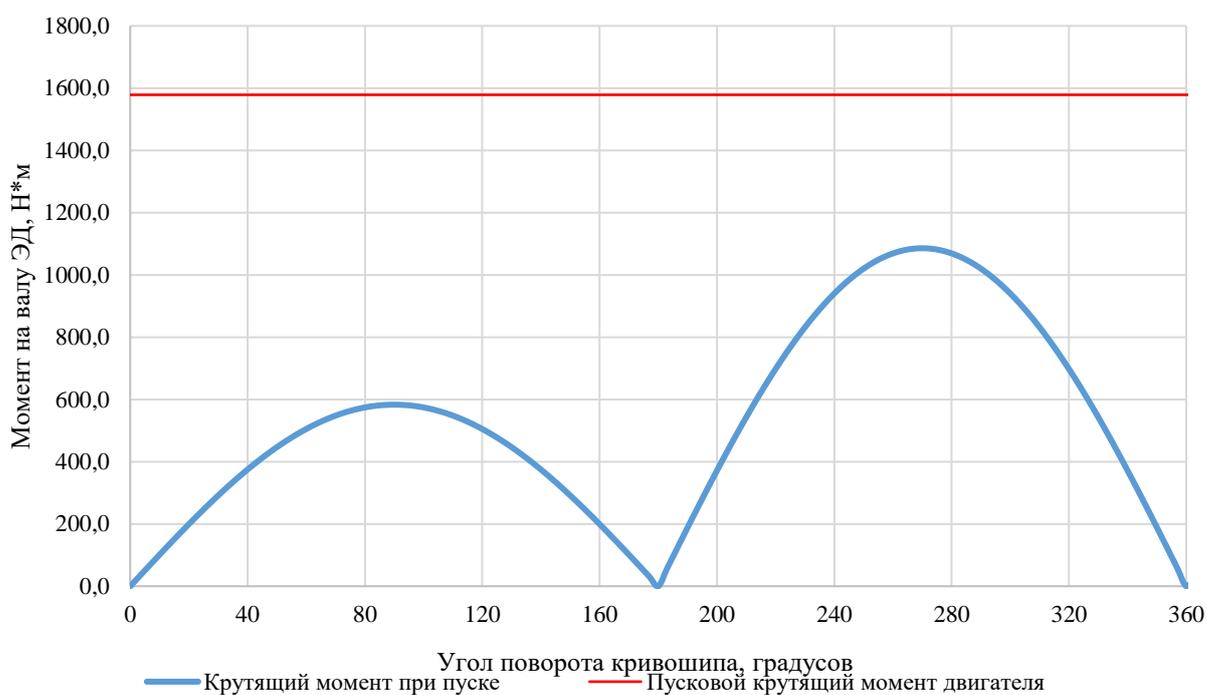


Рисунок 2.22.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.23. Результаты наземного привода для скважины 40

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 40.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,99 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.23.1).

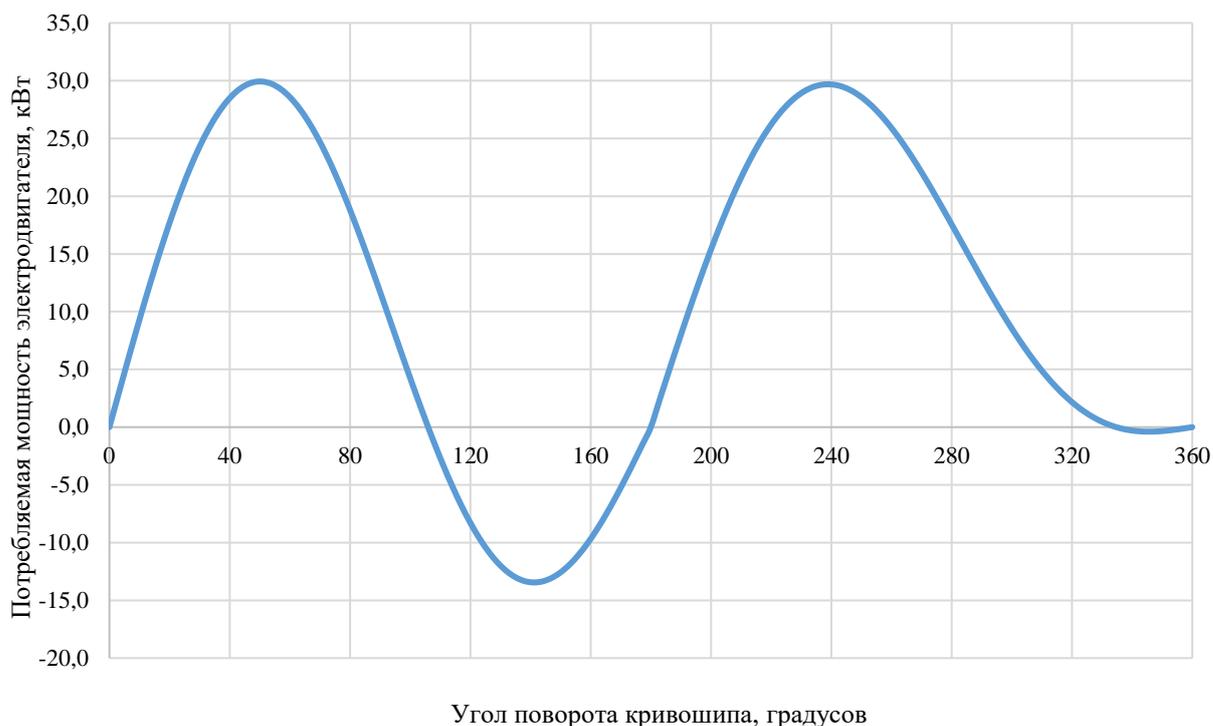


Рисунок 2.26.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 10,7 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.23.2.

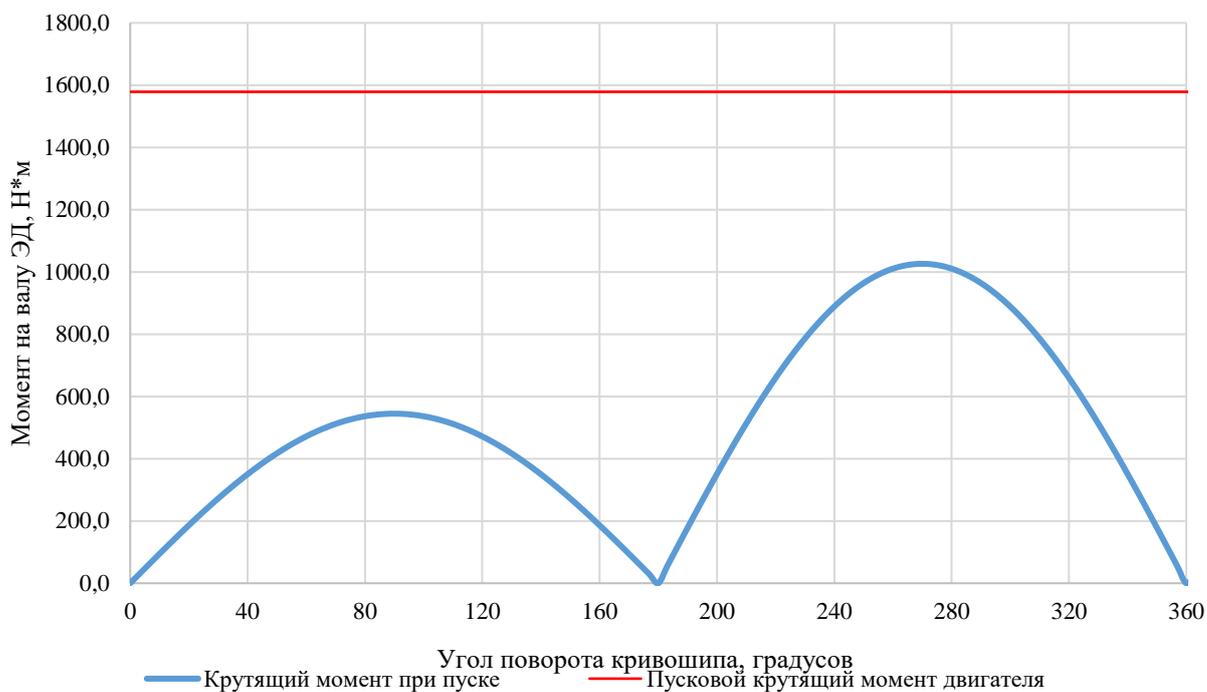


Рисунок 2.23.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.24. Результаты наземного привода для скважины б

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

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,88 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.24.1).

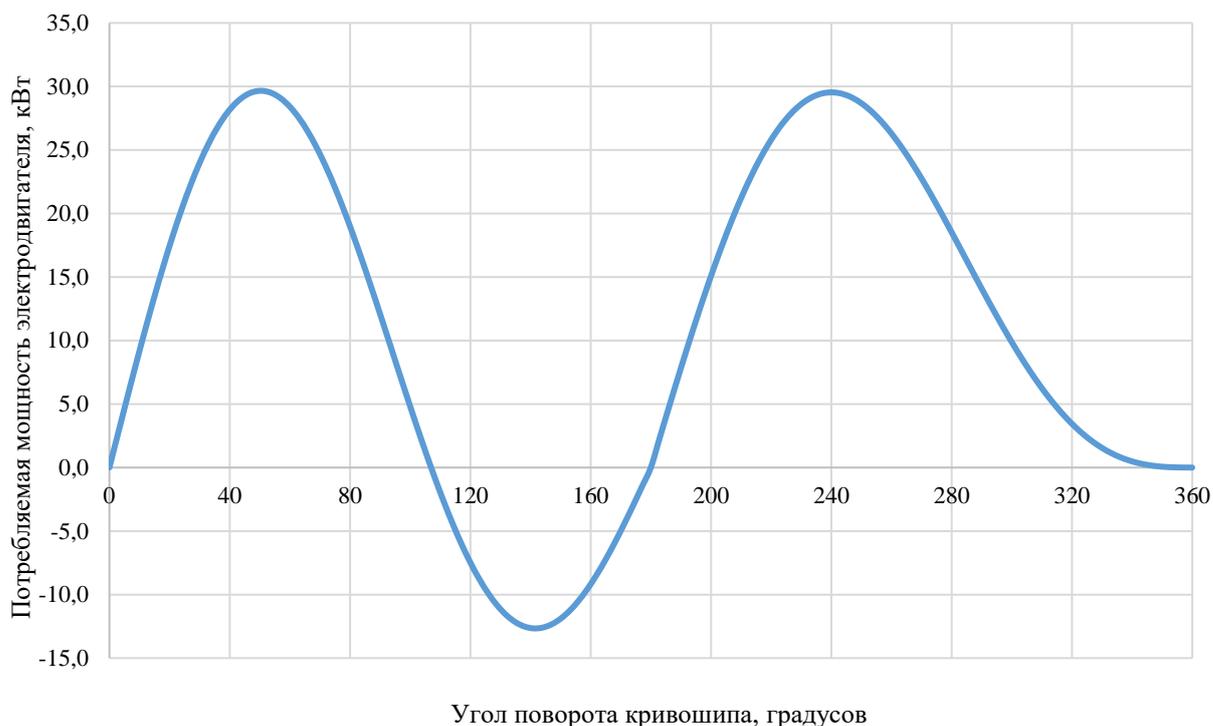


Рисунок 2.24.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 11,0 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.24.2.

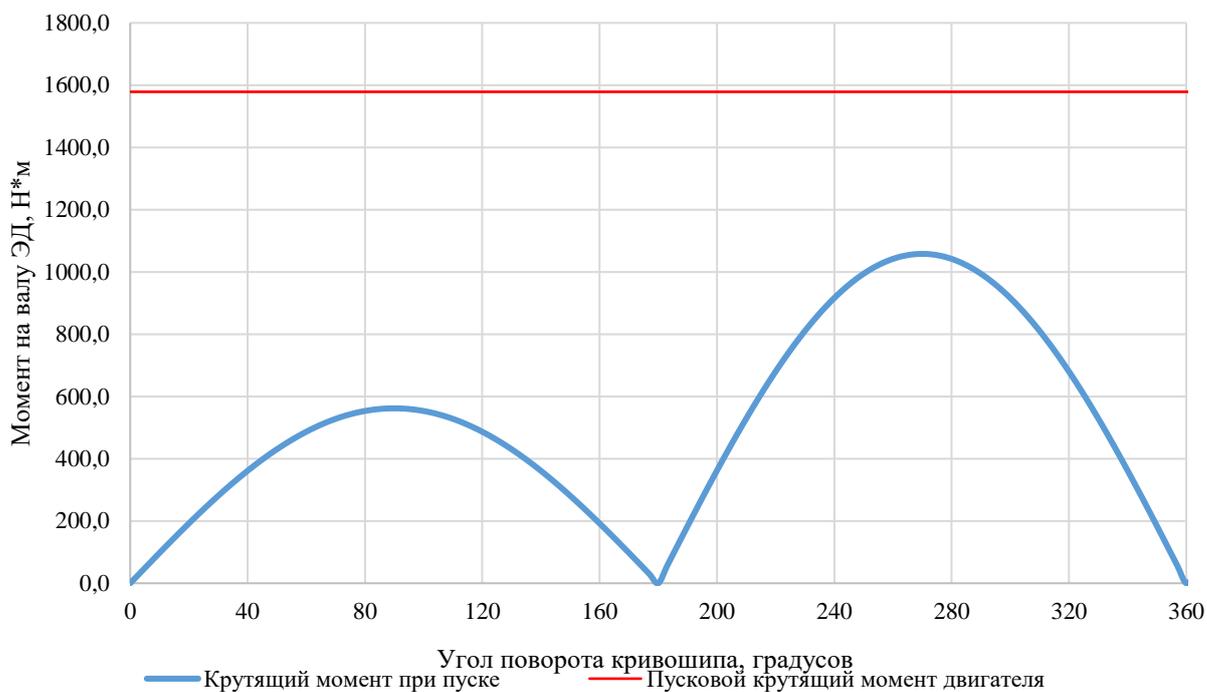


Рисунок 2.27.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.25. Результаты наземного привода для скважины 60

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 60.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,62 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.25.1).

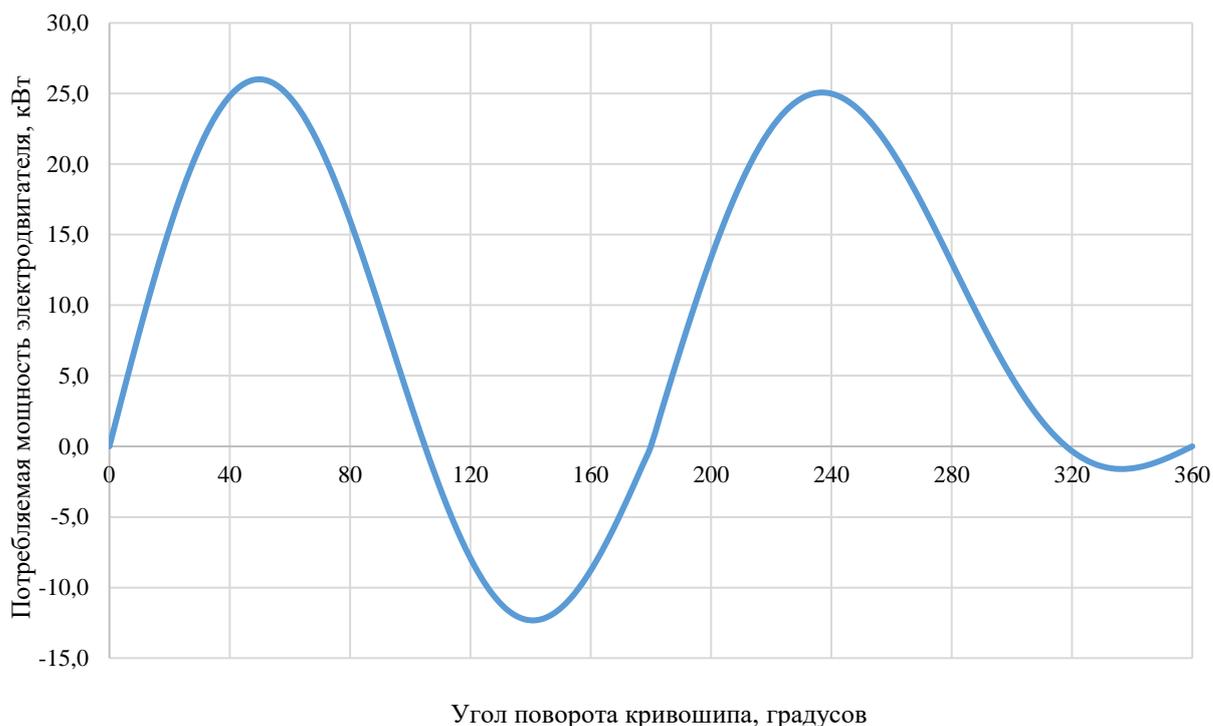


Рисунок 2.25.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 30 кВт и номинальной частотой вращения 735 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 8,5 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.25.2.

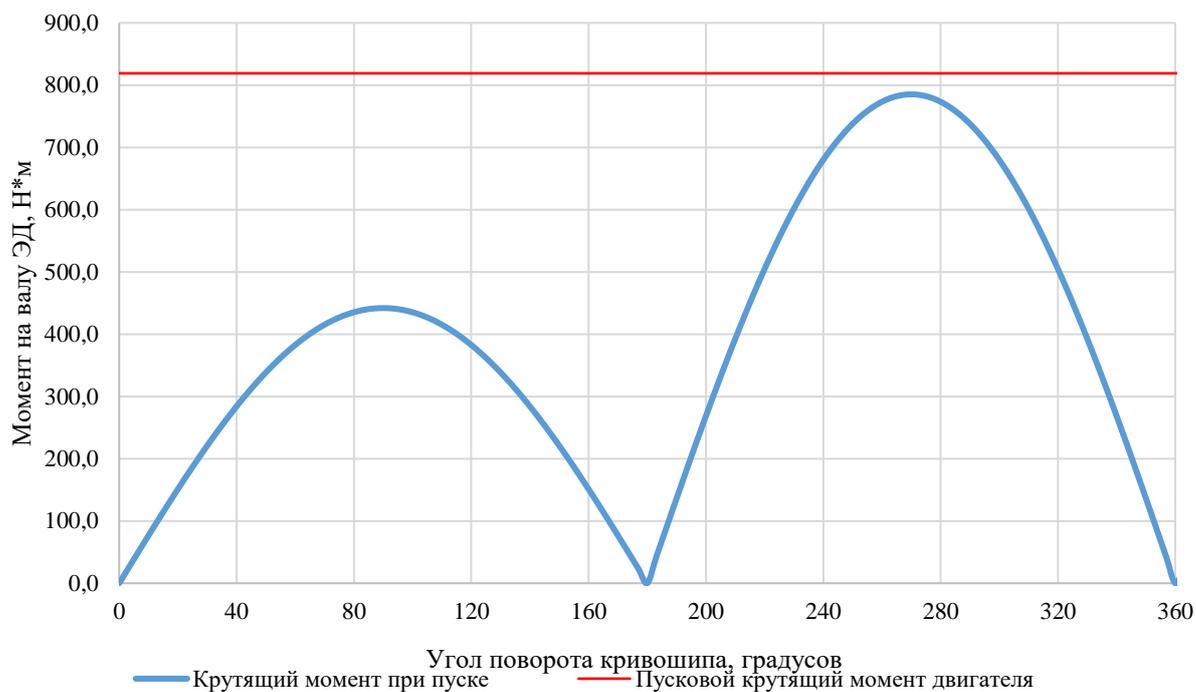


Рисунок 2.25.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.26. Результаты наземного привода для скважины 43

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 43.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 3,0 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

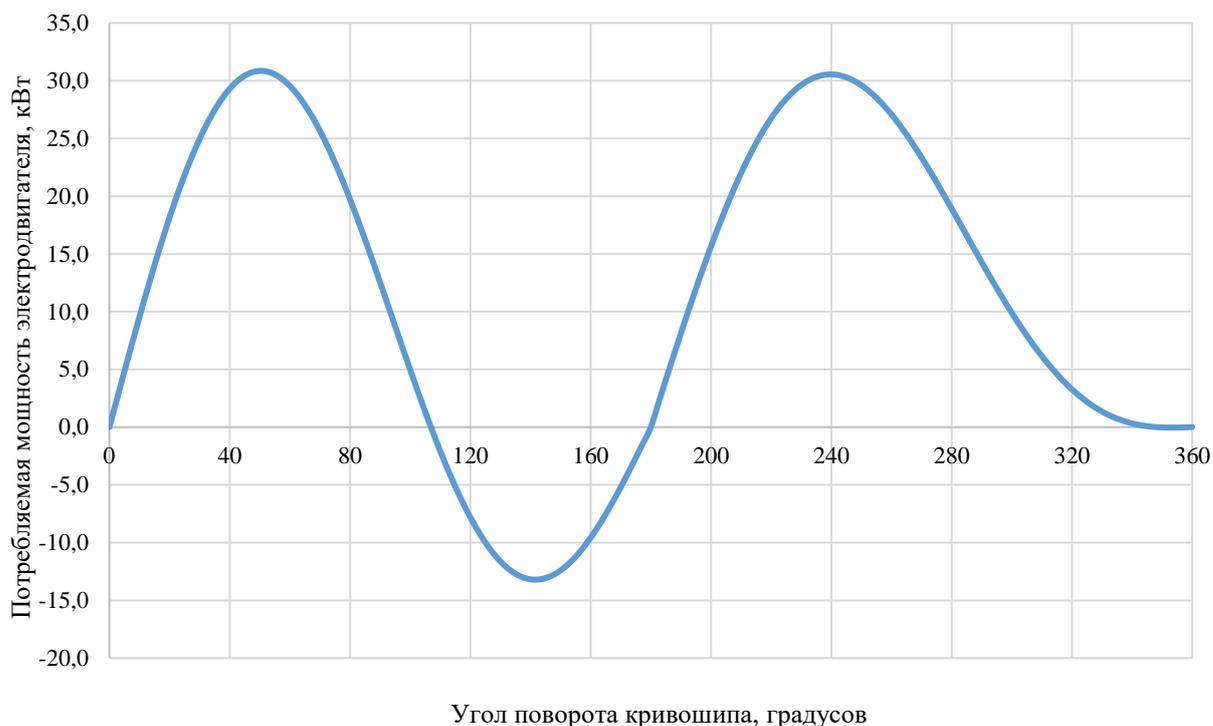


Рисунок 2.26.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 8,5 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

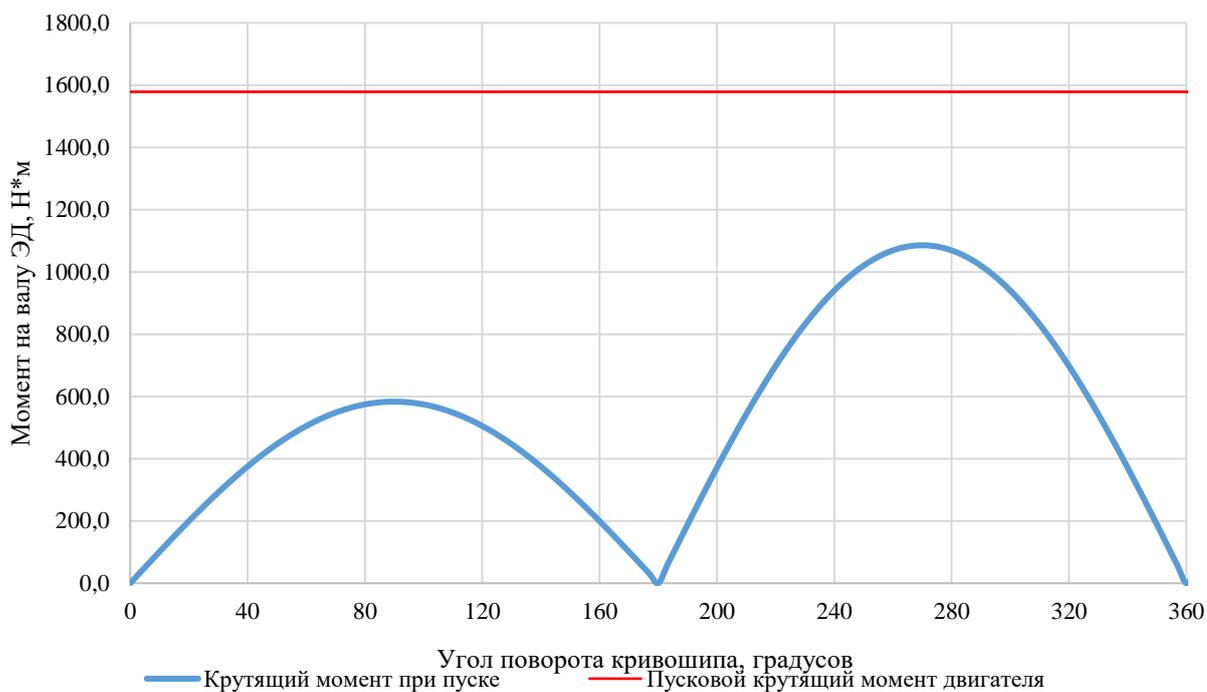


Рисунок 2.26.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.27. Результаты наземного привода для скважины 42

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 42.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 3,0 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

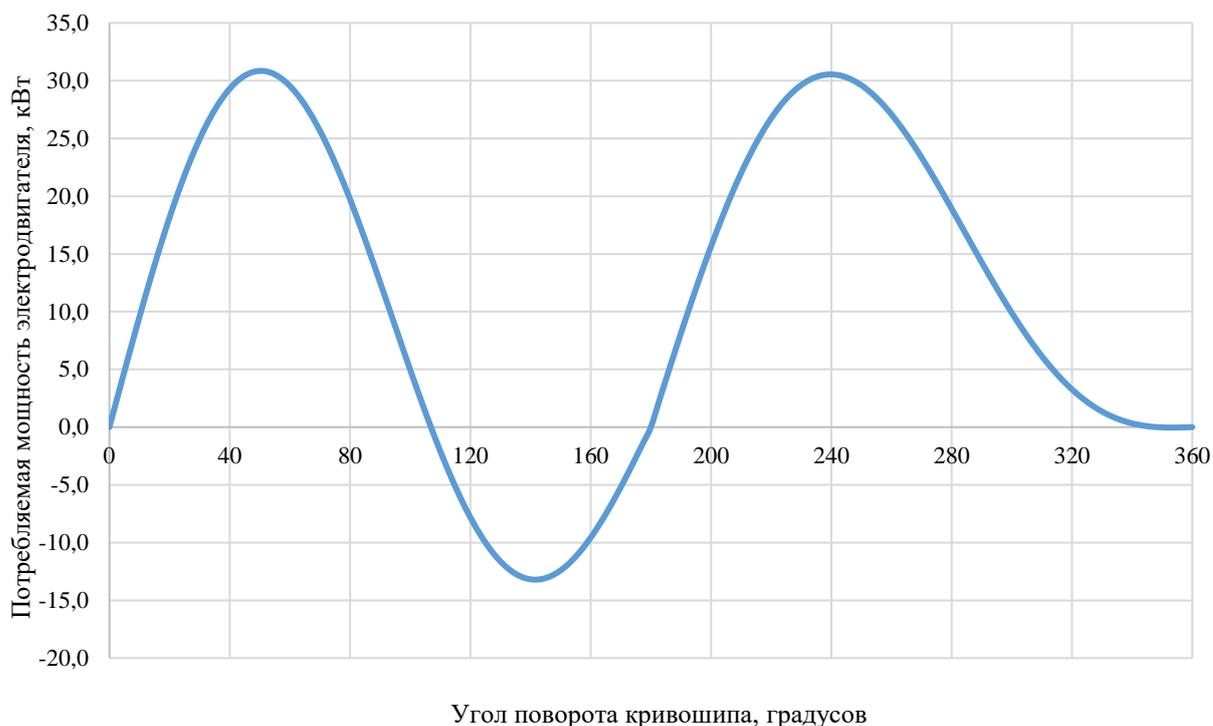


Рисунок 2.27.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 11,3 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

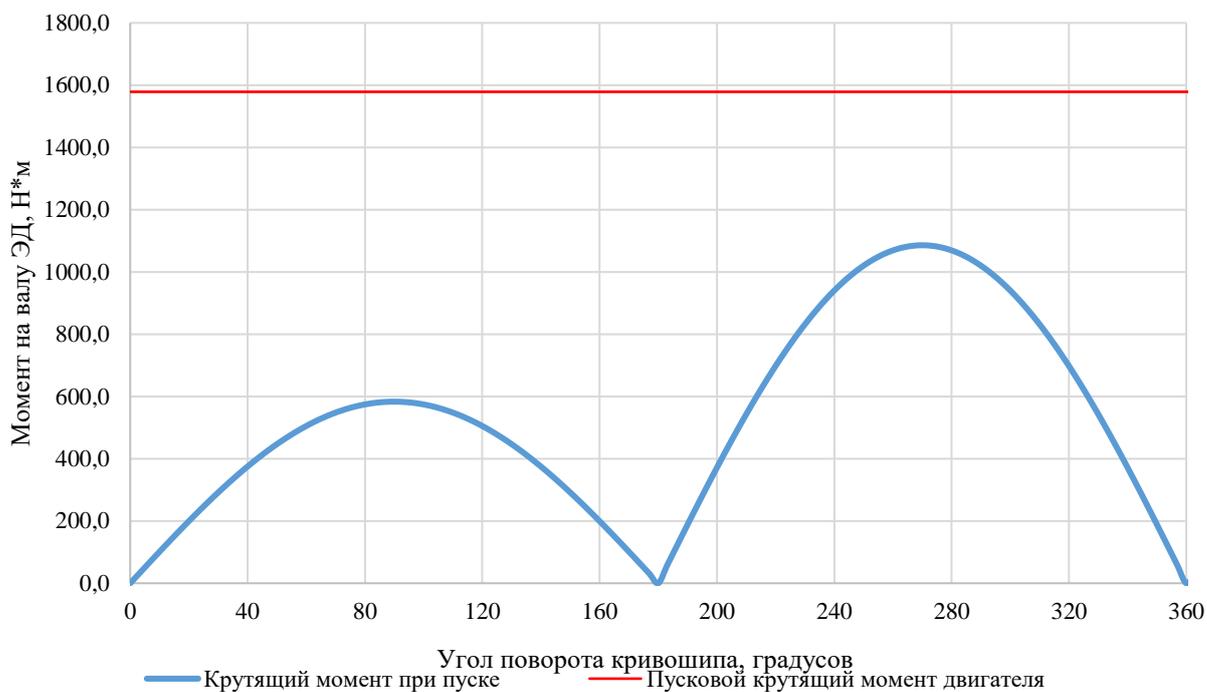


Рисунок 2.27.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.28. Результаты наземного привода для скважины 44

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 44.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 3,0 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

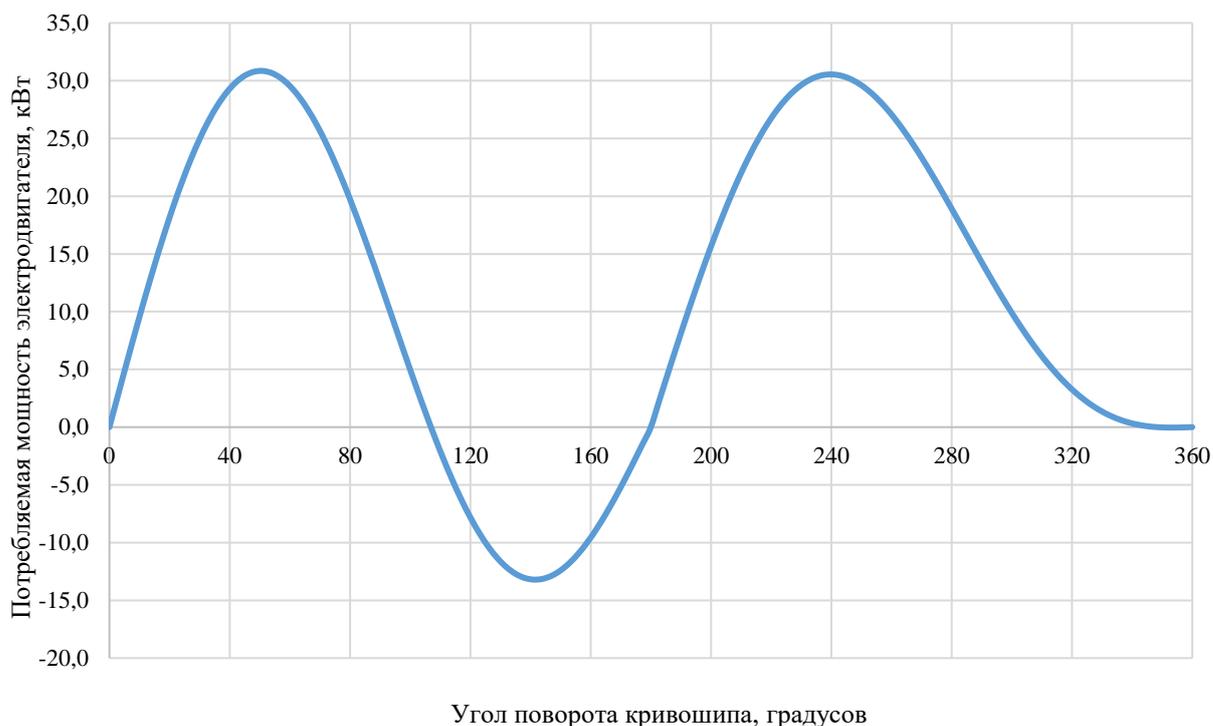


Рисунок 2.28.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 11,3 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

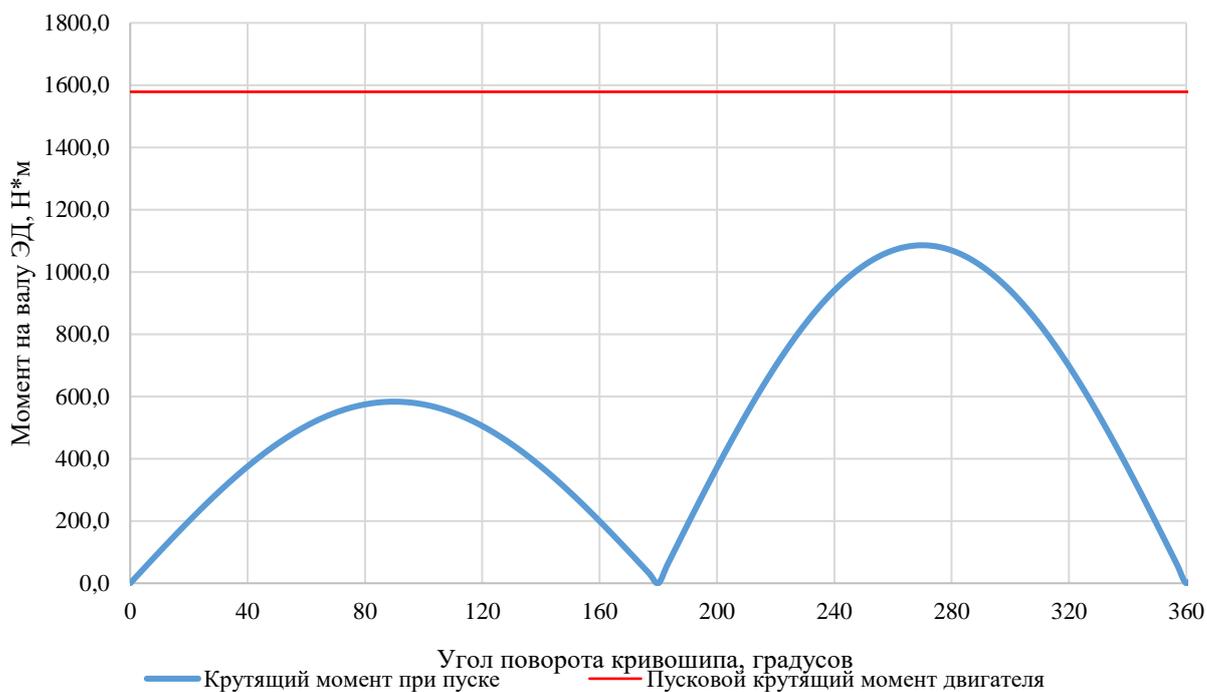


Рисунок 2.28.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.29. Результаты наземного привода для скважины 45

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 45.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 3,23 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

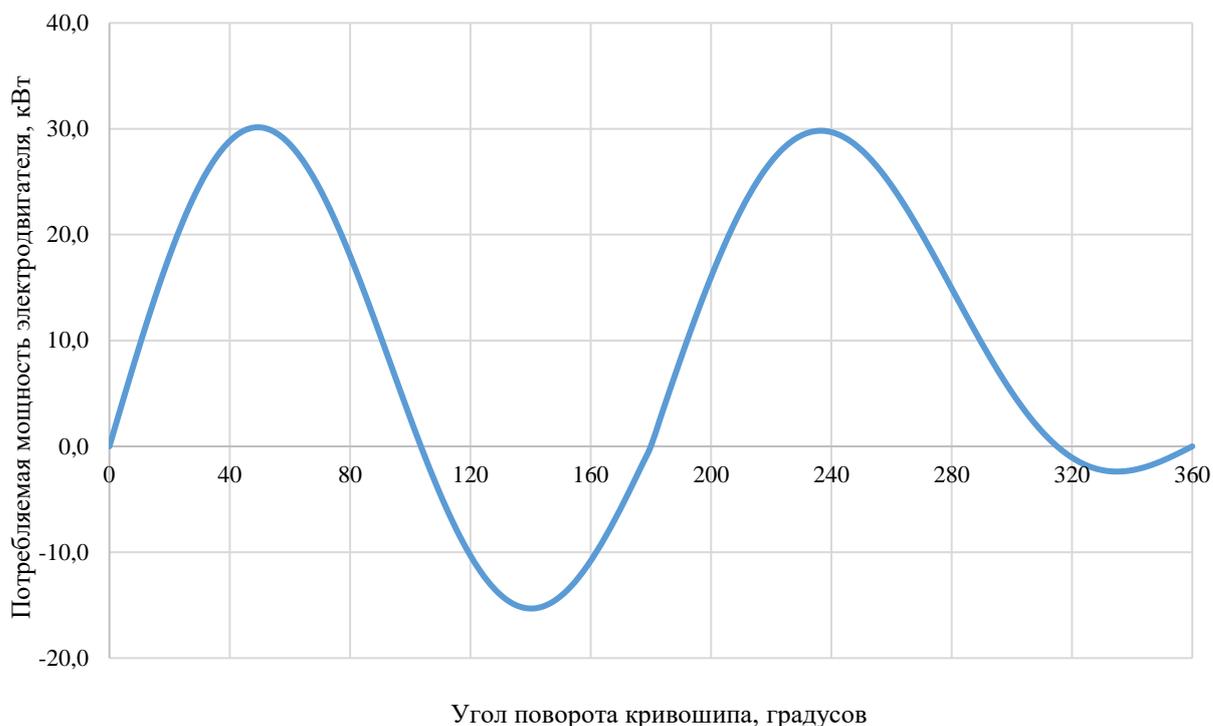


Рисунок 2.29.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 9,7 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

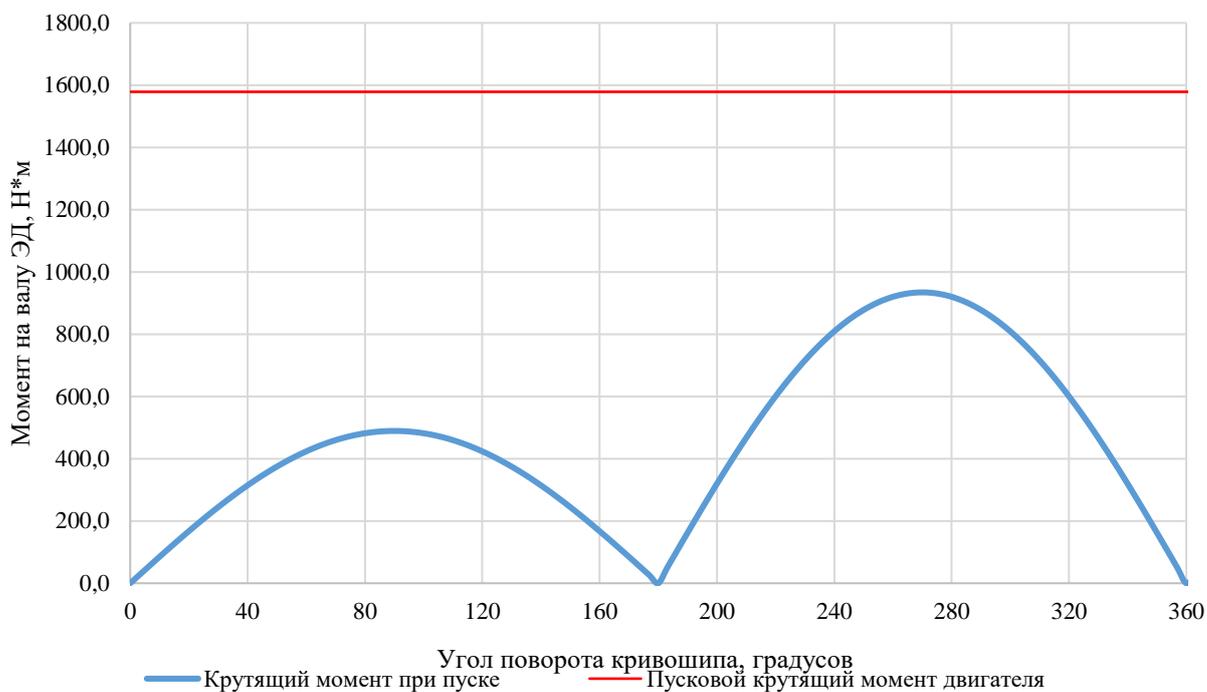


Рисунок 2.29.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.30. Результаты наземного привода для скважины 11

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 11.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,9 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

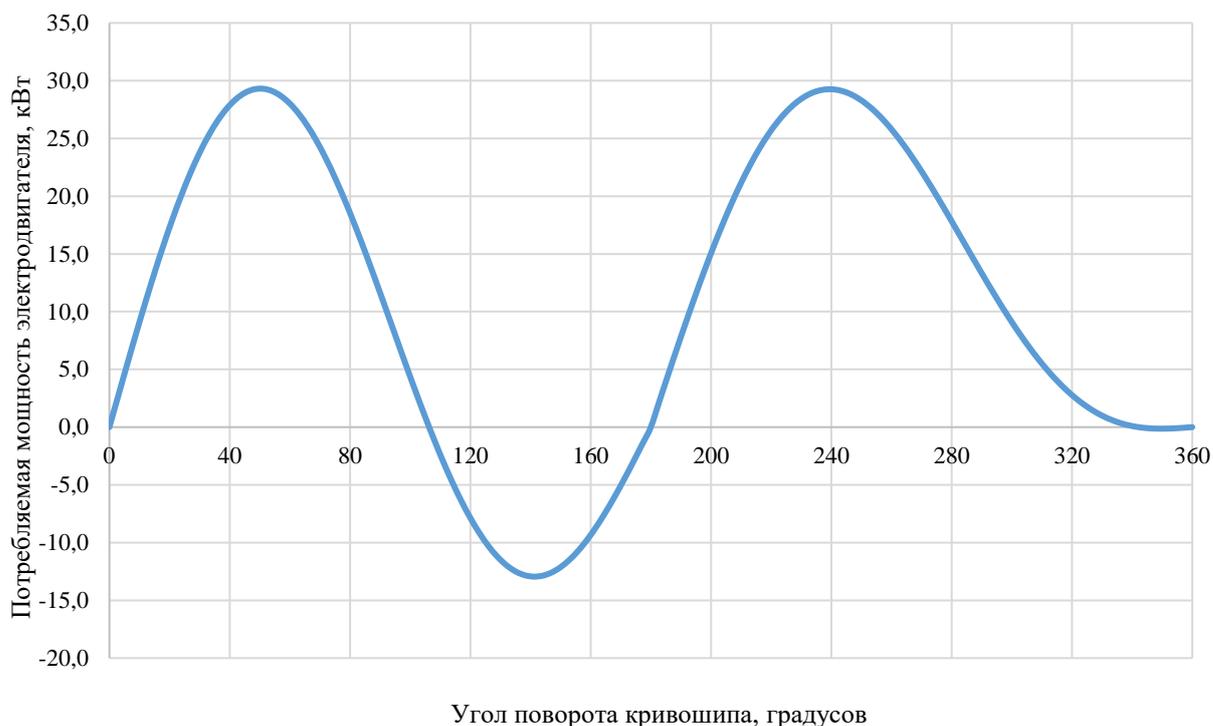


Рисунок 2.30.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 10,7 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

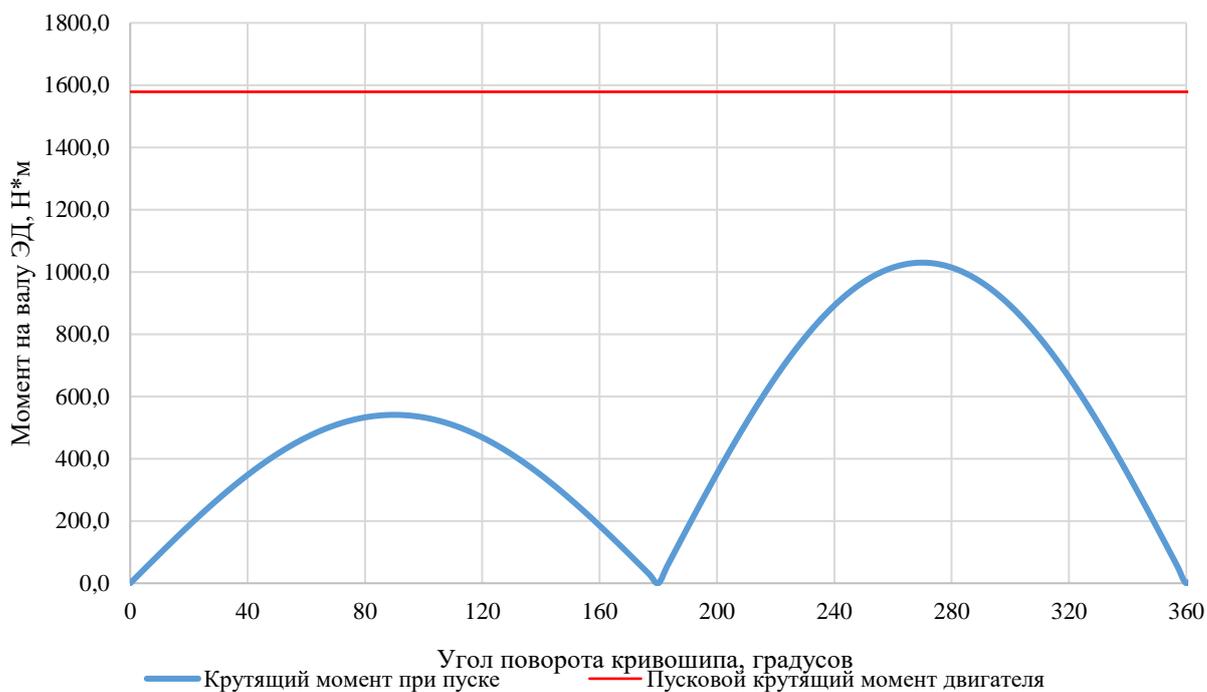


Рисунок 2.30.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.31. Результаты наземного привода для скважины 13

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 13.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,91 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

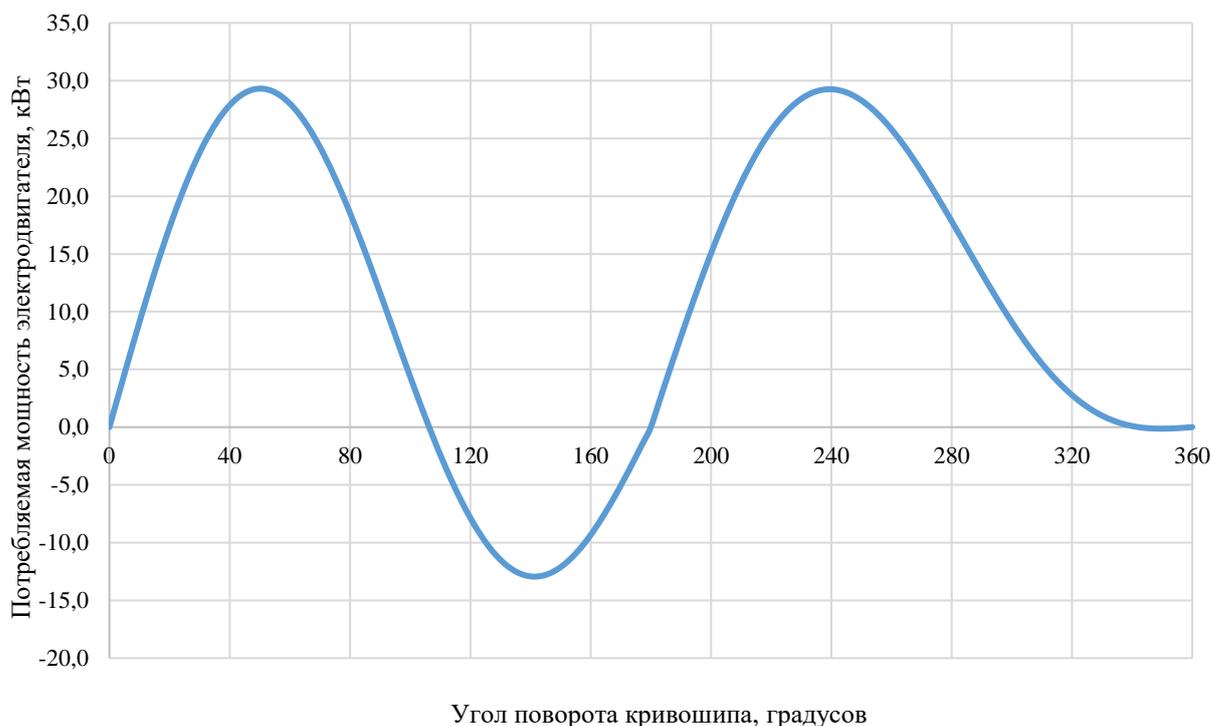


Рисунок 2.31.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 11,3 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

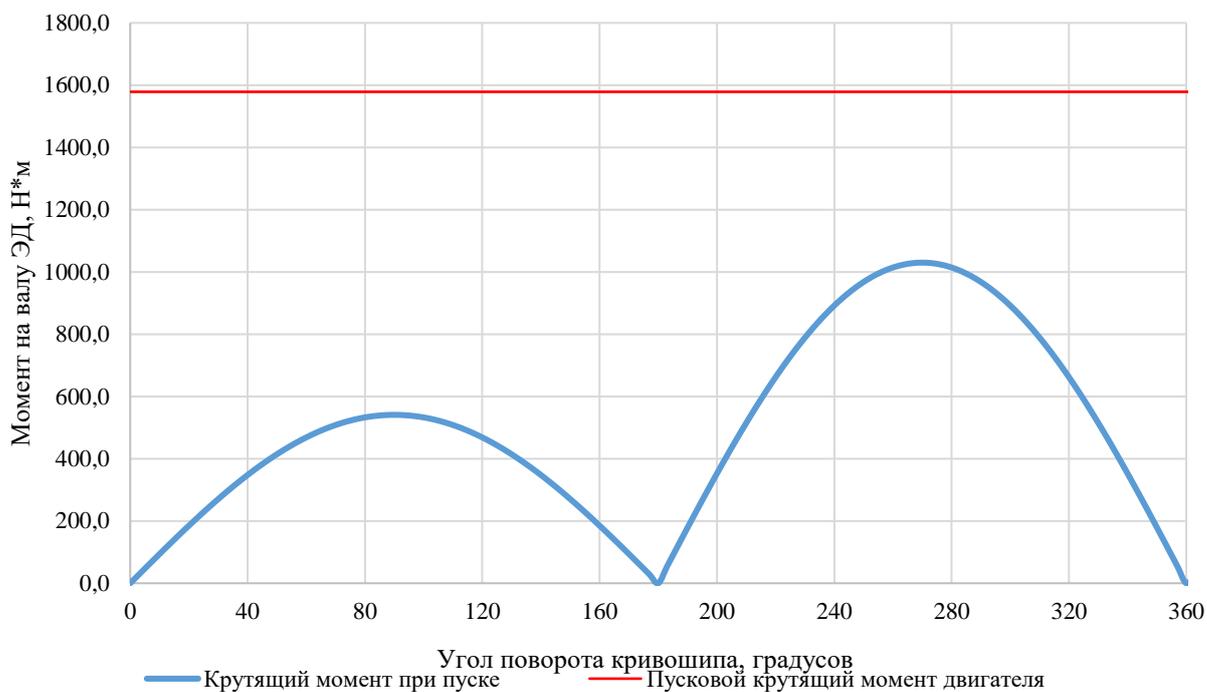


Рисунок 2.31.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.32. Результаты наземного привода для скважины 27

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 27.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,92 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

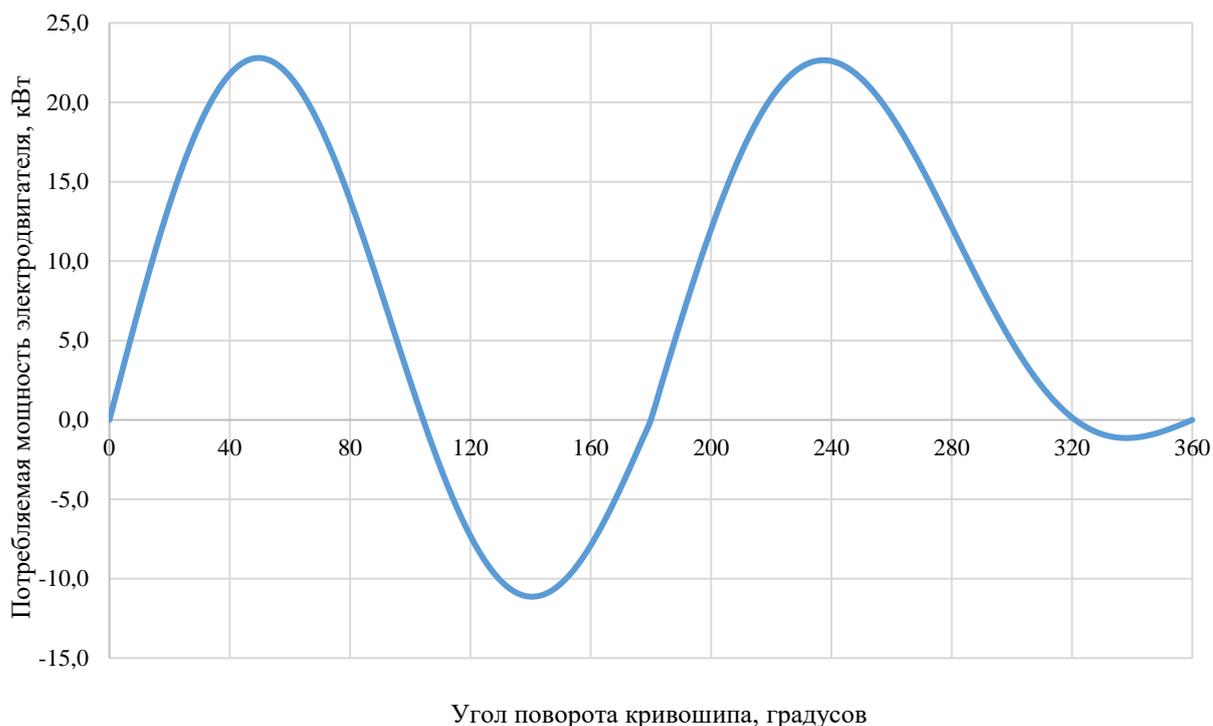


Рисунок 2.32.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 30 кВт и номинальной частотой вращения 735 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 7,6 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 390 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,1. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

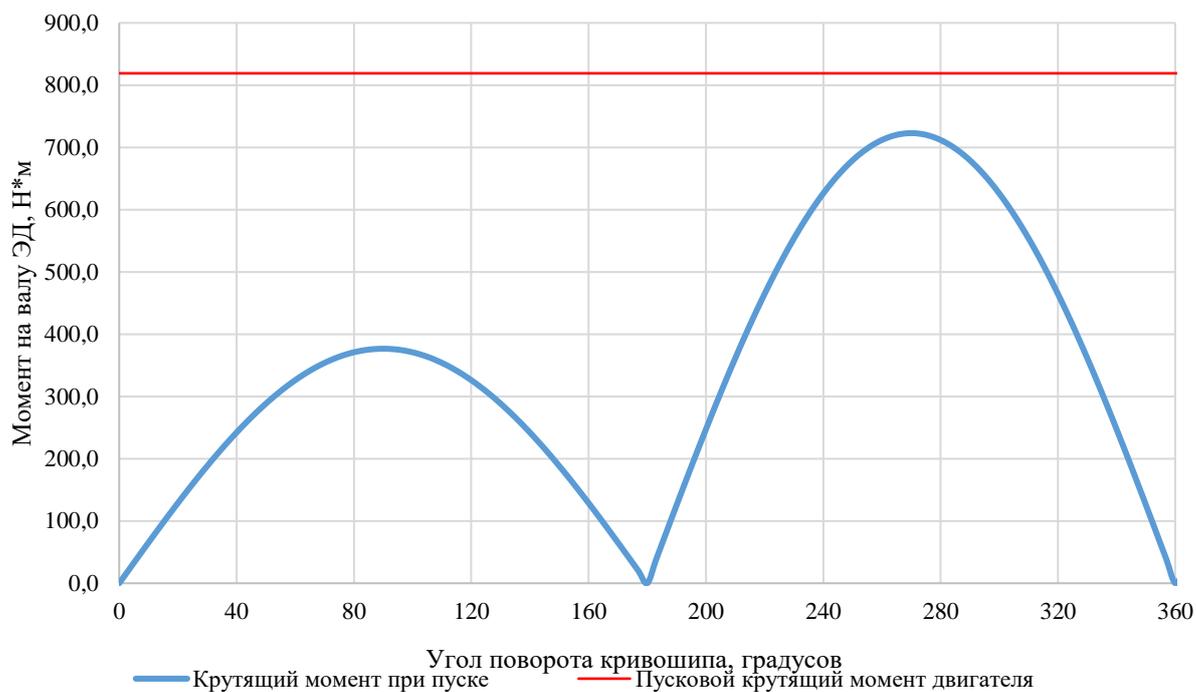


Рисунок 2.32.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.33. Результаты наземного привода для скважины 50

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 50.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,96 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

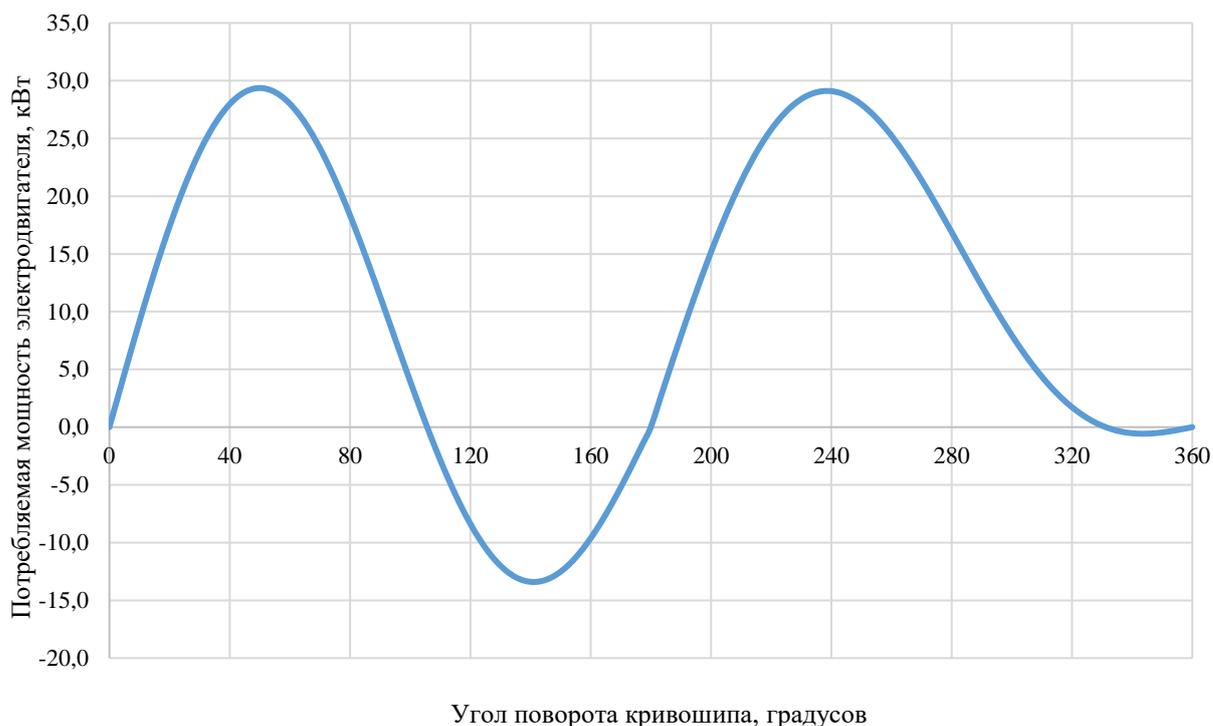


Рисунок 2.33.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 45 кВт и номинальной частотой вращения 490 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 10,3 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 877 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,8. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

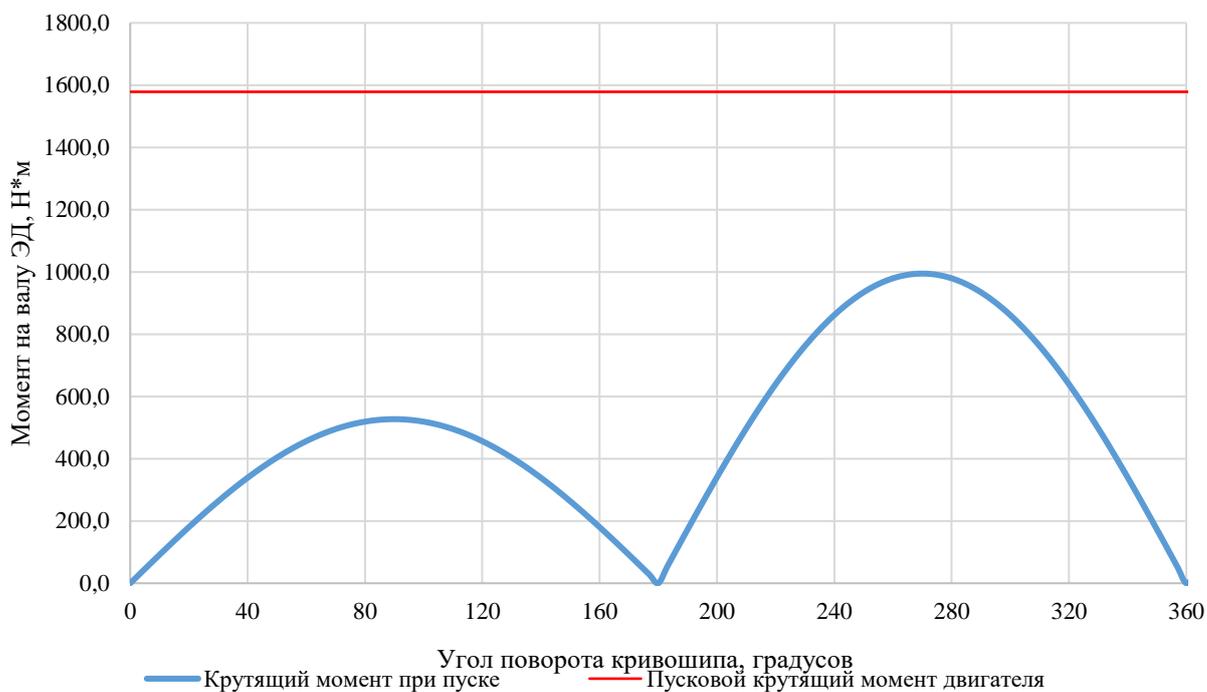


Рисунок 2.33.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.34. Результаты наземного привода для скважины 76

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 76.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,49 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

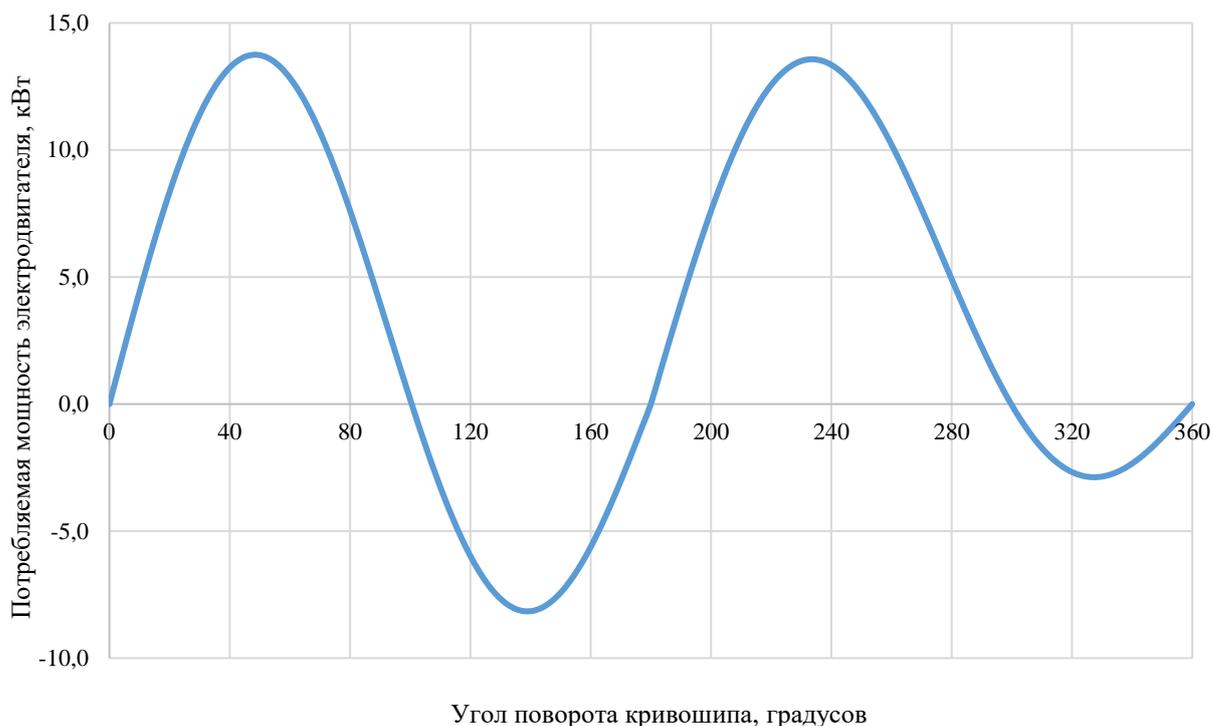


Рисунок 2.33.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 15 кВт и номинальной частотой вращения 485 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 3,7 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 298 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,7. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

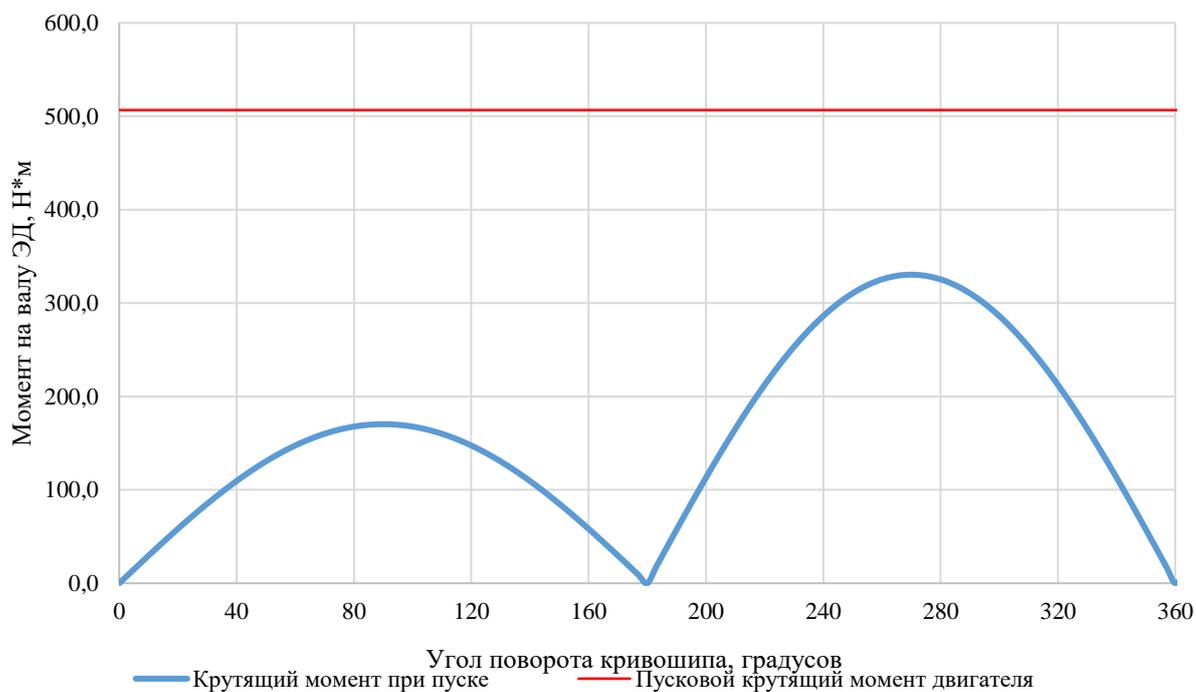


Рисунок 2.33.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.35. Результаты наземного привода для скважины 26

Для определения необходимого поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 26.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,92 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

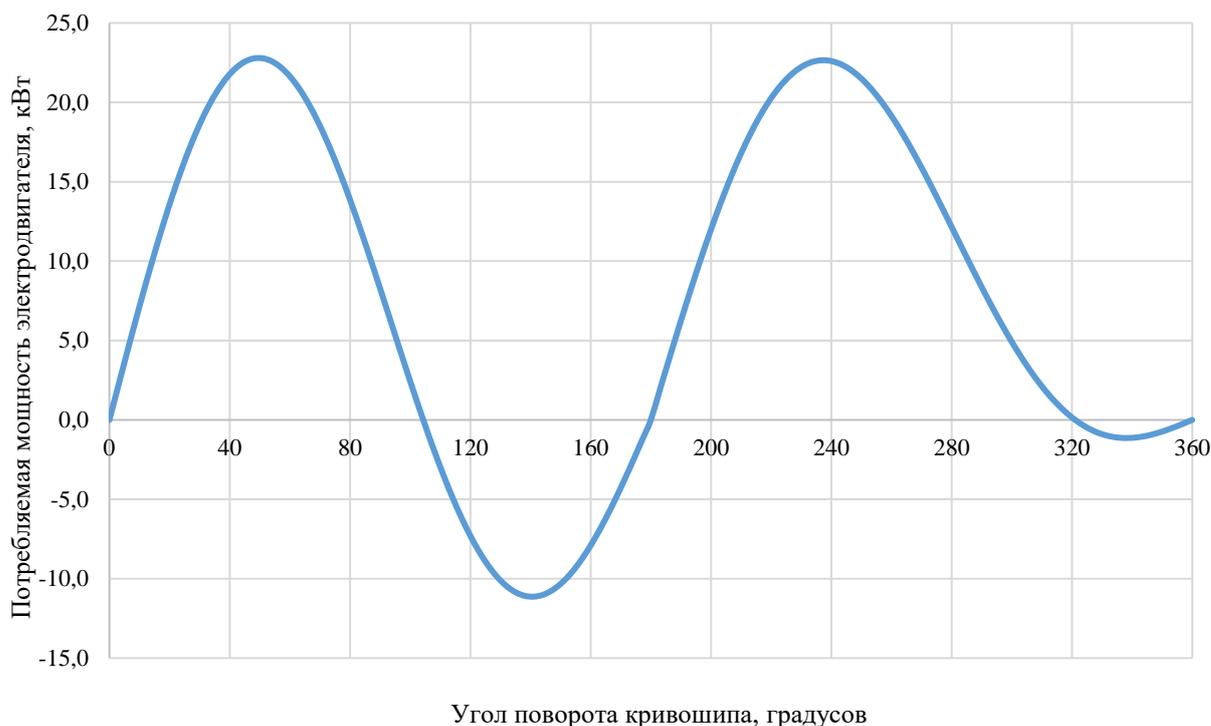


Рисунок 2.33.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 30 кВт и номинальной частотой вращения 735 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 7,6 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 390 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,1. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

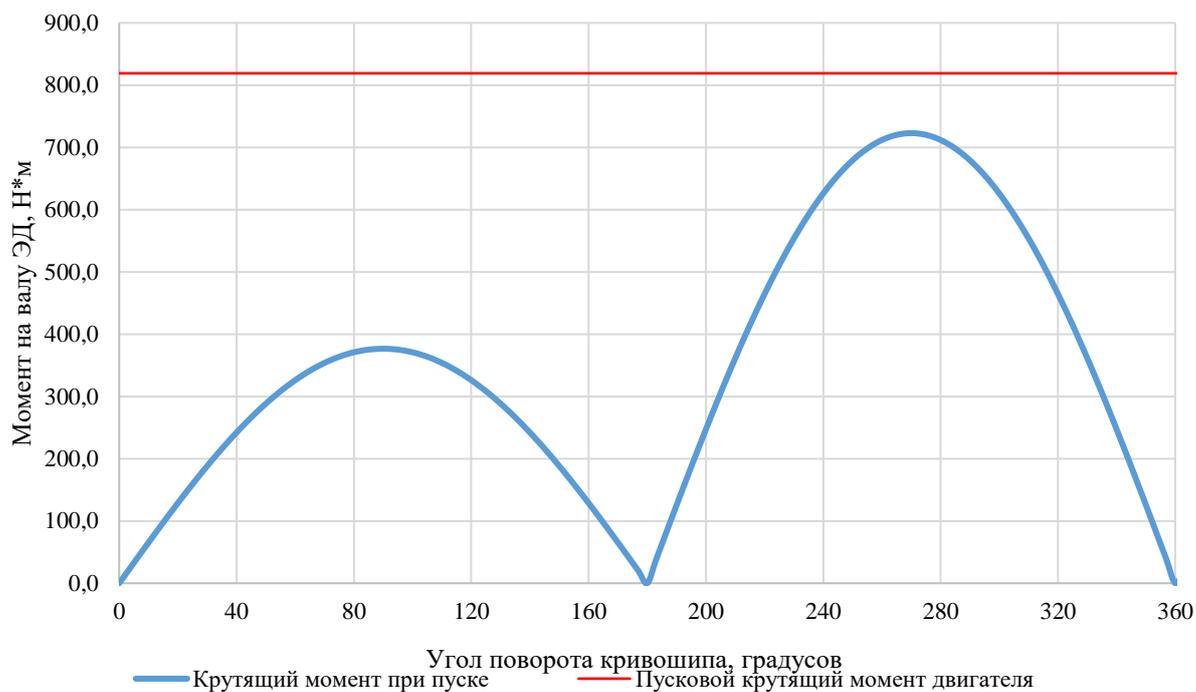


Рисунок 2.33.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.36. Результаты наземного привода для скважины 77

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 77.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,49 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

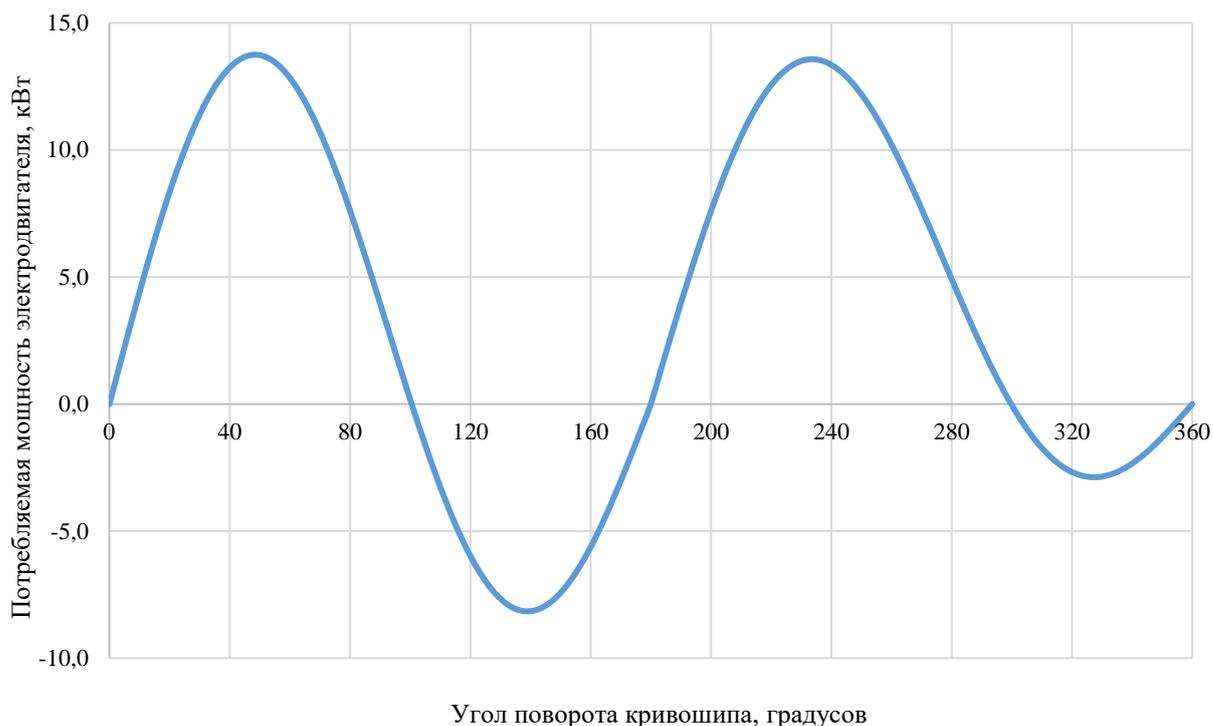


Рисунок 2.33.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 15 кВт и номинальной частотой вращения 485 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 3,7 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 298 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 1,7. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

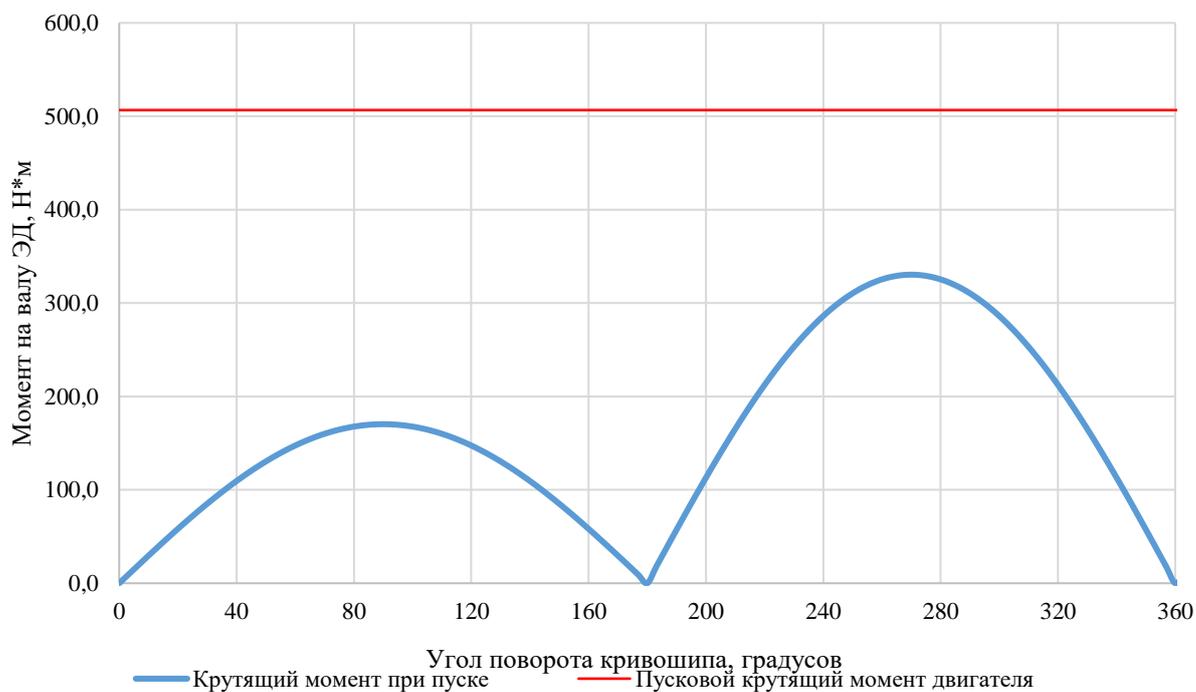


Рисунок 2.33.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

2.37. Результаты наземного привода для скважины 5

Для определения потребного поверхностного оборудования выполним аналогичные дополнительные технологические расчеты для скважины 5.

Масса грузов принята равной 642 кг согласно паспорту на станок качалку. При установке 4 грузов, согласно расчету, расстояние от оси вращения составляет 2,61 м. В результате вычислений получаем график изменения потребляемой мощности электродвигателя от вращения кривошипа (рисунок 2.26.1).

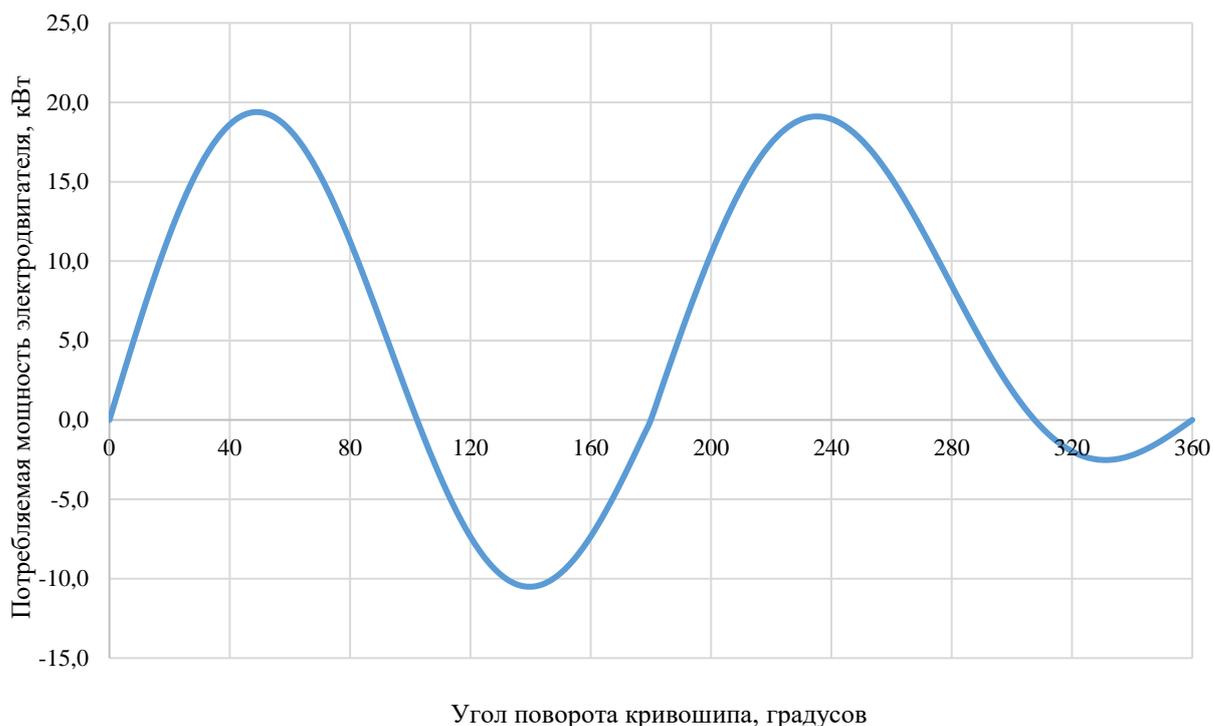


Рисунок 2.33.1. Зависимость потребляемой мощности электродвигателя от угла поворота кривошипа

В результате расчетов для эксплуатации скважины необходима установка электродвигателя номинальной мощностью 22 кВт и номинальной частотой вращения 485 об/мин. Среднее потребление электродвигателя составляет 5,8 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 428 Н·м, коэффициент отношения пускового и номинального крутящего момента равен 2,0. Результат расчета пускового момента представлен на рисунке 2.26.2.

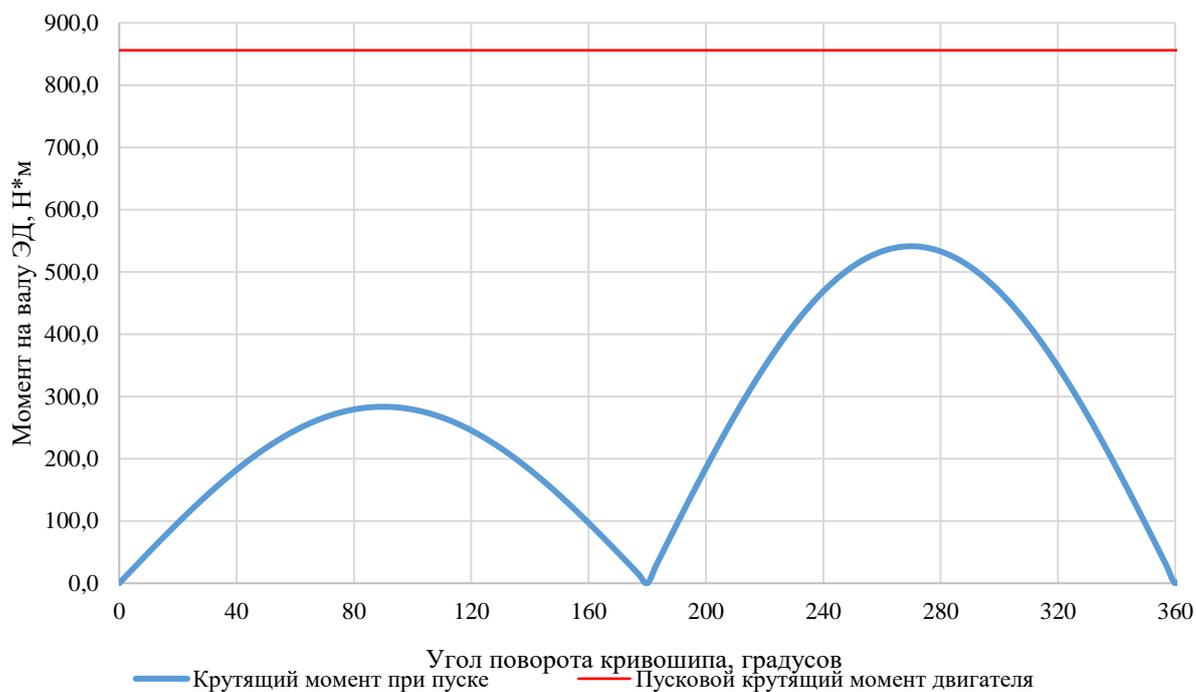


Рисунок 2.33.2. Зависимость момента на валу электродвигателя при пуске скважины от угла поворота кривошипа

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.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ

На основании исходных и расчётных данных в рамках подбора ГНО в ПО «ИСТП» выполнен подбор оптимальной компоновки оборудования. В таблице 3.1. и таблице 3.2 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)
- Дополнительное оборудование: ЯГП-1, насосные штанги со скребками-центраторах, хвостовик 30 м, контейнер 30 м
- Насосные штанги для скважин №№69, №№70, №№66, №№81, №№62, №№65, №№14, №№64, №№63, №№24, №№49, №№75, №№23, №№22, №№73, №№48, №№71, №№60, №№76, №№77, №№5: первая секция – 22 мм, вторая секция – 19 мм, тяжелый низ – 22 мм.
- Насосные штанги №№41, №№40, №№43, №№42, №№44, №№45, №№27, №№50, №№26: первая секция – 25 мм, вторая секция – 22 мм, третья секция – 19, тяжелый низ – 22 мм.
- Насосные штанги для скважин №№13, №№11, №№6, №№18, №№15, №№19: первая 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.

№ скважины	Тип насоса	Результат подбора (номер приложения)	Чисто качаний. 1/мин	Максимальная потребляемая мощность электродвигателя. кВт	Максимальный момент на валу при трогании. Н·м	Рекомендуемое поверхностное оборудование:		Пусковой момент на валу двигателя. Н·м	Среднее энергопотребление
						Мощность. кВт	Номинальная частота вращения. об/мин		
69	НВ-32 с КТС	1	4	3	471,4	22,0	495	856,0	5,0
70	НВ-32 с КТС	2	4	3	496,6	22,0	495	856,0	5,2
19	СПР 44/18	3	5	3	1058,0	45,0	490	1578,6	11,0
66	НВ-32 с КТС	4	3	3	311,5	15,0	485	506,6	3,5
81	НН-44 с КТС	5	5	3	747,0	30,0	735	819,0	7,8
62	НВ-32 с КТС	6	4	3	471,4	22,0	495	856,0	5,0
15	СПР 44/18	7	4	3	773,6	30,0	975	819,0	8,2
65	НВ-32 с КТС	8	4	3	471,4	22,0	495	856,0	5,0
14	ННБ32	9	4	3	597,0	22,0	495	856,0	6,3
64	НВ-32 с КТС	10	4	3	471,4	22,0	495	856,0	5,0
63	НВ-32 с КТС	11	3	3	330,4	15,0	485	506,6	3,7
24	ННБ32	12	4	3	469,0	22,0	495	856,0	5,0
49	ННБ38	13	3	3	447,7	22,0	495	856,0	4,8
75	НВ-32 с КТС	14	4	3	471,4	22,0	495	856,0	5,0
23	ННБ32	15	3	3	405,7	22,0	495	856,0	4,3
22	СПР 44/24	16	2	3	337,6	15,0	485	506,6	3,7
73	НВ-38 с КТС	17	5	3	680,7	30,0	975	705,6	7,2
48	ННБ38	18	3	3	447,7	22,0	495	856,0	4,8

71	НВ-32 с КТС	19	4	3	471,4	22,0	495	856,0	5,0
18	СПР 44/18	20	4	3	717,5	30,0	735	819,0	7,6
41	ННБ44	21	5	3	1085,7	45,0	490	1578,6	11,3
40	ННБ44	22	5	3	1026,1	45,0	490	1578,6	10,7
6	СПР 44/18	23	5	3	1058,0	45,0	490	1578,6	11,0
60	НН-44 с КТС	24	5	3	785,2	30,0	735	819,0	8,5
43	ННБ44	25	5	3	1085,7	45,0	490	1578,6	8,5
42	ННБ44	26	5	3	1085,7	45,0	490	1578,6	11,3
44	ННБ44	27	5	3	1085,7	45,0	490	1578,6	11,3
45	ННБ38	28	5	3	934,3	45,0	490	1578,6	9,7
11	СПР 44/18	29	5	3	1029,9	45,0	490	1578,6	10,7
13	СПР 44/18	30	5	3	1089,5	45,0	490	1578,6	11,3
27	ННБ38	31	4	3	722,9	30,0	735	819,0	7,6
50	ННБ44	32	5	3	994,7	45,0	490	1578,6	10,3
76	НВ-32 с КТС	33	3	3	330,4	15,0	485	506,6	3,7
26	ННБ38	34	4	3	722,9	30,0	735	819,0	7,6
77	НВ-32 с КТС	35	3	3	330,4	15,0	485	506,6	3,7
5	НВ-38 с КТС	36	4	3	541,2	22,0	495	856,0	5,8

Таблица 3.1. Результат подбора УШГН

Таблица 3.2. Результат подбора УЭЦН

Куст	№ скважины	Дебит жидкости, м ³ /сут*	Обводненность, %**	Линейное и затрубное давление, МПа***	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут · МПа)****	Динамический уровень, м****	Результат подбора (№ приложения)	Насос	Частота, Гц
1	47	39,4	20,44	2,43	4,37	881,39	37	ЭЦН 5-40	45,59
1	46	35,6	20,46	2,43	3,95	88,39	38	ЭЦН 5-40	43,67
3	10	28,2	19,24	3,02	2,85	1167,77	39	ЭЦН 5-40	42,68
3	7	32,1	19,46	3,01	3,25	1166,91	40	ЭЦН 5-40	43,67

* Принято по ТУ УРНГМ

** Рассчитано на основании данных из ТУ УРНГМ и Опросного листа

*** Определено по Гидравлический расчет в программном комплексе «ИСТП» по объекту: «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)»

**** Рассчитано в главе 1.2

Приложение 1. Подбор ГНО для скважины 69

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 69

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 54,88 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,43%

Кэф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,02 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

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

Двигатель: (0

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,112 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 824м 472м

Количество 6 шт 103 шт 59 шт

Напряжение 18,49МПа 57,61МПа 57,55МПа

Загруженность 18,87% 58,79% 58,72%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 9,7 Дебит по нефти, т/сут: 6,99

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 827,29

Давление буферное, МПа: 2,42 Давление затрубное, МПа: 2,42

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 1,45

Название пласта Бш1

Газовый фактор, куб.м/т: 24,1 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01781 Плотность нефти в н.у., кг 876

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1140 Плотность газа в н.у., кг/к 1,34

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МП 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,041

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [07.12.2023 16:49]: Timofey

Приложение 2. Подбор ГНО для скважины 70

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 70

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 55,88 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,45%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,03 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

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

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 60 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,112 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 824м 472м

Количество 6 шт 103 шт 59 шт

Напряжение 18,56МПа 58,28МПа 58,34МПа

Загруженность 18,94% 59,47% 59,54%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	10,1	Дебит по нефти, т/сут:	7,28
Длина до верхней границы перфорации, м:	1349	Динамический уровень, м:	826,79
Давление буферное, МПа:	2,42	Давление затрубное, МПа:	2,42
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	568,2	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	1,51
Название пласта	Бш1		
Газовый фактор, куб.м/т:	24,1	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01781	Плотность нефти в н.у., кг	876
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1140	Плотность газа в н.у., кг/к	1,34
Пластовое давление, МПа:	10,9	Давление насыщения, МП	5,4
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	20,7	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коеф. нефти:	1,041
Зенит, °:	55	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [07.12.2023 16:51]: Timofey

Приложение 3. Подбор ГНО для скважины 19

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 19

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 163,14 кВт*ч

Насос: СПР 44/18

Длина подвески насоса 1549 м

Св. газ на приеме 3,18%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,25 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП2-51-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 73 кН

Минимальная нагрузка 40 кН

Удлинение колонных штанг 0,31 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ канат

Диаметр 22мм 20мм

Длина 550м 1000м

Количество 68,75 шт 1 шт

Напряжение 66,65МПа 115,89МП

Загруженность 68,01% 68,17%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 170 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	24,6	Дебит по нефти, т/сут:	18,13
Длина до верхней границы перфорации, м:	1624	Динамический уровень, м:	1103,66
Давление буферное, МПа:	2,42	Давление затрубное, МПа:	2,42
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	541	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	2,49
Название пласта	Т		
Газовый фактор, куб.м/т:	30,5	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02484	Плотность нефти в н.у., кг	900
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1170	Плотность газа в н.у., кг/к	1,184
Пластовое давление, МПа:	14,6	Давление насыщения, МП	6,07
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	27,3	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:	1,035
Зенит, °:	71	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:23]: Timofey

Приложение 4. Подбор ГНО для скважины 66

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 66

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 38 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,14%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,08 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 3 1/мин

Максимальная нагрузка 58 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,111 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 792м 504м

Количество 6 шт 99 шт 63 шт

Напряжение 17,62МПа 50,49МПа 50,45МПа

Загруженность 17,98% 51,52% 51,48%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 6,2 Дебит по нефти, т/сут: 4,47

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 821,3

Давление буферное, МПа: 2,42 Давление затрубное, МПа: 2,42

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 0,92

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: 24,1 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01781 Плотность нефти в н.у., кг 876

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1140 Плотность газа в н.у., кг/к 1,34

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МП 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,041

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:25]: Timofey

Приложение 5. Подбор ГНО для скважины 81

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 81

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 100,26 кВт*ч

Насос: НН-44 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1218 м

Св. газ на приеме 2,84%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,82 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1224 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 61 кН

Минимальная нагрузка 38 кН

Удлинение колонных штанг 0,151 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм
Длина	48м	704м	472м
Количество	6 шт	88 шт	59 шт
Напряжение	26,46МПа	68,39МПа	68,31МПа
Загруженность	27%	69,79%	69,71%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	21,5	Дебит по нефти, т/сут:	15,18
Длина до верхней границы перфорации, м:	1232	Динамический уровень, м:	664,4
Давление буферное, МПа:	2,43	Давление затрубное, МПа:	2,43
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	568,2	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	4,26
Название пласта	ВВ+КВ		
Газовый фактор, куб.м/т:	41,9	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,00502	Плотность нефти в н.у., кг	843
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1143	Плотность газа в н.у., кг/к	1,406
Пластовое давление, МПа:	10,1	Давление насыщения, МП	6,5
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	19	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:	1,068
Зенит, °:	55	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:30]: Timofey

Приложение 6. Подбор ГНО для скважины 62

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 62

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 53,33 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,39%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,03 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,112 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм
Длина	48м	816м	480м
Количество	6 шт	102 шт	60 шт
Напряжение	18,37МПа	56,32МПа	56,38МПа
Загруженность	18,74%	57,47%	57,53%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	9,1	Дебит по нефти, т/сут:	6,56
Длина до верхней границы перфорации, м:	1349	Динамический уровень, м:	827,89
Давление буферное, МПа:	2,43	Давление затрубное, МПа:	2,43
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	568,2	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	1,36
Название пласта	Бш1		
Газовый фактор, куб.м/т:	24,1	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01781	Плотность нефти в н.у., кг	876
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1140	Плотность газа в н.у., кг/к	1,34
Пластовое давление, МПа:	10,9	Давление насыщения, МП	5,4
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	20,7	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коеф. нефти:	1,041
Зенит, °:	55	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:32]: Timofey

Приложение 7. Подбор ГНО для скважины 15

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 15

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 130,73 кВт*ч

Насос: СПР 44/18

Длина подвески насоса 1549 м

Св. газ на приеме 2,87%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,25 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: (Ктр.=0)

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-52-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 71 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,311 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ канат

Диаметр 22мм 20мм

Длина 550м 1000м

Количество 68,75 шт 1 шт

Напряжение 63,07МПа 107,72МП

Загруженность 64,36% 63,36%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 170 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 19,2 Дебит по нефти, т/сут: 14,29

Длина до верхней границы перфорации, м: 1624 Динамический уровень, м: 1105,44

Давление буферное, МПа: 2,44 Давление затрубное, МПа: 2,44

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 541 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 1,94

Название пласта Т

Газовый фактор, куб.м/т: 30,5 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01549 Плотность нефти в н.у., кг 900

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1170 Плотность газа в н.у., кг/к 1,184

Пластовое давление, МПа: 14,6 Давление насыщения, МП 6,07

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

Температура пласта, °С: 27,3 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,05

Зенит, °: 71 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:35]: Timofey

Приложение 8. Подбор ГНО для скважины 65

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 65

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 52,36 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,36%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,03 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

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

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,112 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 816м 480м

Количество 6 шт 102 шт 60 шт

Напряжение 18,31МПа 55,67МПа 55,60МПа

Загруженность 18,68% 56,81% 56,73%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 8,7 Дебит по нефти, т/сут: 6,27

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 828,99

Давление буферное, МПа: 2,44 Давление затрубное, МПа: 2,44

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 1,3

Название пласта Бш1

Газовый фактор, куб.м/т: 24,1 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01781 Плотность нефти в н.у., кг 876

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1140 Плотность газа в н.у., кг/к 1,34

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МПа 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коеф. нефти: 1,041

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:37]: Timofey

Приложение 9. Подбор ГНО для скважины 14

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 14

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 73,3 кВт*ч

Насос: ННБ32

Длина подвески насоса 1610 м

Св. газ на приеме 1,68%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,54 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1616 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

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

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 67 кН

Минимальная нагрузка 44 кН

Удлинение колонных штанг 0,188 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 984м 584м

Количество 6 шт 123 шт 73 шт

Напряжение 23,47МПа 70,90МПа 70,90МПа

Загруженность 23,95% 72,35% 72,35%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 10 Дебит по нефти, т/сут: 7,37

Длина до верхней границы перфорации, м: 1624 Динамический уровень, м: 1160,86

Давление буферное, МПа: 2,45 Давление затрубное, МПа: 2,45

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 544 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 1,01

Название пласта Т

Газовый фактор, куб.м/т: 30,5 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,02484 Плотность нефти в н.у., кг 900

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1170 Плотность газа в н.у., кг/к 1,184

Пластовое давление, МПа: 14,6 Давление насыщения, МПа 6,07

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

Температура пласта, °С: 27,3 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,035

Зенит, °: 37,9274741506647 Азимут, °: 0

Темп набора кривизны, °: 0,3

Прохождение участков с темпом набора кривизны более 1.5 градусов на 100 метров

осуществлять со скоростью не более 0.5 м/с:

Участки:

Подбор произвел [07.12.2023 17:40]: Timofey

Приложение 10. Подбор ГНО для скважины 64

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 64

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 53,88 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,34%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,08 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

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

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,112 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 824м 472м

Количество 6 шт 103 шт 59 шт

Напряжение 18,37МПа 56,97МПа 56,82МПа

Загруженность 18,74% 58,13% 57,98%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 9,4 Дебит по нефти, т/сут: 6,78

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 824,6

Давление буферное, МПа: 2,45 Давление затрубное, МПа: 2,45

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 1,4

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: 24,1 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01781 Плотность нефти в н.у., кг 876

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1140 Плотность газа в н.у., кг/к 1,34

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МПа 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,041

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:44]: Timofey

Приложение 1. Подбор ГНО для скважины 63

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 63

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 43,76 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,34%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,03 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

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 3 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,112 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 808м 488м

Количество 6 шт 101 шт 61 шт

Напряжение 18,18МПа 54,66МПа 54,76МПа

Загруженность 18,55% 55,77% 55,88%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 8,3 Дебит по нефти, т/сут: 5,98

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 826,79

Давление буферное, МПа: 2,42 Давление затрубное, МПа: 2,42

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 1,24

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: 24,1 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01781 Плотность нефти в н.у., кг 876

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1140 Плотность газа в н.у., кг/к 1,34

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МП 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коеф. нефти: 1,041

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [11.12.2023 14:04]: Timofey

Приложение 2. Подбор ГНО для скважины 24

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 24

Результат подбора плунжерного насоса

использовалась поправка:: Вогель (описывает двухфазный поток)

Суточное потребление электроэнергии 57,4 кВт*ч

Насос: ННБ32

Длина подвески насоса 1341 м

Св. газ на приеме 1,49%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,51 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

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

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 55 кН

Минимальная нагрузка 37 кН

Удлинение колонных штанг 0,122 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 808м 488м

Количество 6 шт 101 шт 61 шт

Напряжение 18,96МПа 56,47МПа 56,58МПа

Загруженность 19,34% 57,62% 57,74%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 9,4 Дебит по нефти, т/сут: 6,85

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 912,73

Давление буферное, МПа: 2,12 Давление затрубное, МПа: 2,12

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 544 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 0,95

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: Т+Бш 27,3 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,02132 Плотность нефти в н.у., кг 888

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1155 Плотность газа в н.у., кг/к 1,262

Пластовое давление, МПа: 14,6 Давление насыщения, МПа 6,07

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

Температура пласта, °С: 27,3 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,038

Зенит, °: 39,7 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:52]: Timofey

Приложение 3. Подбор ГНО для скважины 49

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 49

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 67,15 кВт*ч

Насос: ННБ38

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 1,75%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,04 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1552 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-42-4

Длина хода 3 м

Число качаний 3 1/мин

Максимальная нагрузка 67 кН

Минимальная нагрузка 44 кН

Удлинение колонных штанг 0,219 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм
Длина	48м	888м	616м
Количество	6 шт	111 шт	77 шт
Напряжение	27,43МПа	70,75МПа	70,68МПа
Загруженность	27,99%	72,2%	72,12%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	11,4	Дебит по нефти, т/сут:	8,2
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1015,63
Давление буферное, МПа:	2,13	Давление затрубное, МПа:	2,13
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	1,26
Название пласта	Тл-Б6		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:55]: Timofey

Приложение 4. Подбор ГНО для скважины 75

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 75

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 53,37 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,44%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,02 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,107 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 824м 472м

Количество 6 шт 103 шт 59 шт

Напряжение 17,82МПа 56,53МПа 56,67МПа

Загруженность 18,18% 57,68% 57,82%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	9,8	Дебит по нефти, т/сут:	7,06
Длина до верхней границы перфорации, м:	1349	Динамический уровень, м:	794,36
Давление буферное, МПа:	2,12	Давление затрубное, МПа:	2,12
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	568,2	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	1,46
Название пласта	Бш1		
Газовый фактор, куб.м/т:	24,1	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01781	Плотность нефти в н.у., кг	876
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1140	Плотность газа в н.у., кг/к	1,34
Пластовое давление, МПа:	10,9	Давление насыщения, МП	5,4
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	20,7	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:	1,041
Зенит, °:	55	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [07.12.2023 17:57]: Timofey

Приложение 5. Подбор ГНО для скважины 23

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 23

Результат подбора плунжерного насоса

использовалась поправка: Вогель (описывает двухфазный поток)

Суточное потребление электроэнергии 52,06 кВт*ч

Насос: ННБ32

Длина подвески насоса 1610 м

Св. газ на приеме 1,54%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,49 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1616 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АО2-22-4

Длина хода 3 м

Число качаний 3 1/мин

Максимальная нагрузка 66 кН

Минимальная нагрузка 45 кН

Удлинение колонных штанг 0,181 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм
Длина	48м	960м	608м
Количество	6 шт	120 шт	76 шт
Напряжение	22,22МПа	63,45МПа	63,35МПа
Загруженность	22,67%	64,74%	64,64%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	7,1	Дебит по нефти, т/сут:	5,24
Длина до верхней границы перфорации, м:	1624	Динамический уровень, м:	1132,25
Давление буферное, МПа:	2,14	Давление затрубное, МПа:	2,14
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	0,72
Название пласта	Т		
Газовый фактор, куб.м/т:	30,5	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02484	Плотность нефти в н.у., кг	900
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1170	Плотность газа в н.у., кг/к	1,184
Пластовое давление, МПа:	14,6	Давление насыщения, МП	6,07
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	27,3	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:	1,035
Зенит, °:	37,9274741506647	Азимут, °:	0
Темп набора кривизны, °:	0,3		

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

Участки:

Подбор произвел [08.12.2023 10:22]: Timofey

Приложение 6. Подбор ГНО для скважины 22

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 22

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 60,37 кВт*ч

Насос: СПР 44/24

Длина подвески насоса 1549 м

Св. газ на приеме 2,07%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,27 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,25)

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

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

Двигатель: АОП-42-4

Длина хода 3 м

Число качаний 2 1/мин

Максимальная нагрузка 71 кН

Минимальная нагрузка 45 кН

Удлинение колонных штанг 0,309 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 776м 728м

Количество 6 шт 97 шт 91 шт

Напряжение 36,81МПа 77,41МПа 77,55МПа

Загруженность 37,56% 78,99% 79,13%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 9,4 Дебит по нефти, т/сут: 6,93

Длина до верхней границы перфорации, м: 1624 Динамический уровень, м: 1068,4

Давление буферное, МПа: 2,14 Давление затрубное, МПа: 2,14

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 541 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 0,95

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: Т 30,5 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,02484 Плотность нефти в н.у., кг 900

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1170 Плотность газа в н.у., кг/к 1,184

Пластовое давление, МПа: 14,6 Давление насыщения, МП 6,07

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

Температура пласта, °С: 27,3 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,035

Зенит, °: 71 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:27]: Timofey

Приложение 7. Подбор ГНО для скважины 73

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 73

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 81,12 кВт*ч

Насос: НВ-38 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1218 м

Св. газ на приеме 2,59%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1224 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 58 кН

Минимальная нагрузка 37 кН

Удлинение колонных штанг 0,125 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм
Длина	48м	736м	440м
Количество	6 шт	92 шт	55 шт
Напряжение	22,70МПа	65,34МПа	65,23МПа
Загруженность	23,17%	66,67%	66,56%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	18,3	Дебит по нефти, т/сут:	13,04
Длина до верхней границы перфорации, м:	1232	Динамический уровень, м:	727,8
Давление буферное, МПа:	2,14	Давление затрубное, МПа:	2,14
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	568,2	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	2,73
Название пласта	Бш+КВ		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,0	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,0114	Плотность нефти в н.у., кг	859
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1141	Плотность газа в н.у., кг/к	1,373
Пластовое давление, МПа:	10,9	Давление насыщения, МП	5,4
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	20,7	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коеф. нефти:	1,054
Зенит, °:	55	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:30]: Timofey

Приложение 8. Подбор ГНО для скважины 48

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 48

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 63,12 кВт*ч

Насос: ННБ38

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 1,67%

Кэф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,04 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1552 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 3 1/мин

Максимальная нагрузка 67 кН

Минимальная нагрузка 44 кН

Удлинение колонных штанг 0,218 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм
Длина	46м	882м	624м
Количество	5,75 шт	110,25 ш	78 шт
Напряжение	27,14МПа	69,09МПа	68,98МПа
Загруженность	27,69%	70,5%	70,39%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	10,3	Дебит по нефти, т/сут:	7,4
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1015,63
Давление буферное, МПа:	2,13	Давление затрубное, МПа:	2,13
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	1,14
Название пласта	Тл+Б6		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:33]: Timofey

Приложение 9. Подбор ГНО для скважины 71

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 71

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 51,16 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,32%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,07 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,107 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 824м 472м

Количество 6 шт 103 шт 59 шт

Напряжение 17,57МПа 54,99МПа 54,89МПа

Загруженность 17,92% 56,11% 56,01%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 9 Дебит по нефти, т/сут: 6,49

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 790,57

Давление буферное, МПа: 2,14 Давление затрубное, МПа: 2,14

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 1,34

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: 24,1 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01781 Плотность нефти в н.у., кг 876

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1140 Плотность газа в н.у., кг/к 1,34

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МП 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,041

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:35]: Timofey

Приложение 20. Подбор ГНО для скважины 18

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 18

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 113,54 кВт*ч

Насос: СПР 44/18

Длина подвески насоса 1549 м

Св. газ на приеме 2,77%

Кэф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,22 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП2-41-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 70 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,302 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ канат

Диаметр 22мм 20мм

Длина 550м 1000м

Количество 68,75 шт 1 шт

Напряжение 60,46МПа 102,80МПа

Загруженность 61,69% 60,47%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 170 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 16,9 Дебит по нефти, т/сут: 12,45

Длина до верхней границы перфорации, м: 1624 Динамический уровень, м: 1076,29

Давление буферное, МПа: 2,16 Давление затрубное, МПа: 2,16

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 541 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 1,71

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: 30,5 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,02484 Плотность нефти в н.у., кг 900

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1170 Плотность газа в н.у., кг/к 1,184

Пластовое давление, МПа: 14,6 Давление насыщения, МПа 6,07

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

Температура пласта, °С: 27,3 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,035

Зенит, °: 71 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:37]: Timofey

Приложение 10. Подбор ГНО для скважины 41

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 41

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 158,66 кВт*ч

Насос: ННБ44

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 2,39%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,05 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП2-51-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 76 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,283 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	46м	514м	496м	496м
Количество	5,75 шт	64,25 шт	62 шт	62 шт
Напряжение	37,92МПа	77,19МПа	77,34МПа	77,42МПа
Загруженность	38,69%	78,77%	78,92%	79%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	23,9	Дебит по нефти, т/сут:	17,18
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1112,74
Давление буферное, МПа:	3,01	Давление затрубное, МПа:	3,01
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	2,65
Название пласта	Тл-Б6		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:41]: Timofey

Приложение 11. Подбор ГНО для скважины 40

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 40

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 158,94 кВт*ч

Насос: ННБ44

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 2,25%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,05 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-52-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 75 кН

Минимальная нагрузка 43 кН

Удлинение колонных штанг 0,283 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	46м	498м	504м	504м
Количество	5,75 шт	62,25 шт	63 шт	63 шт
Напряжение	37,61МПа	73,98МПа	74,11МПа	74,01МПа
Загруженность	38,38%	75,49%	75,62%	75,52%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	20,8	Дебит по нефти, т/сут:	14,95
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1112,74
Давление буферное, МПа:	3,01	Давление затрубное, МПа:	3,01
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	2,31
Название пласта	Тл+Бб		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:42]: Timofey

Приложение 12. Подбор ГНО для скважины 6

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 6

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 166,88 кВт*ч

Насос: СПР 44/18

Длина подвески насоса 1549 м

Св. газ на приеме 2,98%

Коэф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,3 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-З-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП2-51-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 73 кН

Минимальная нагрузка 40 кН

Удлинение колонных штанг 0,329 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ канат

Диаметр 22мм 20мм

Длина 550м 1000м

Количество 68,75 шт 1 шт

Напряжение 68,26МПа 117,27МП

Загруженность 69,66% 68,98%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 170 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	23,3	Дебит по нефти, т/сут:	17,17
Длина до верхней границы перфорации, м:	1624	Динамический уровень, м:	1168,05
Давление буферное, МПа:	3,02	Давление затрубное, МПа:	3,02
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	541	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	2,36
Название пласта	Т		
Газовый фактор, куб.м/т:	30,5	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02484	Плотность нефти в н.у., кг	900
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1170	Плотность газа в н.у., кг/к	1,184
Пластовое давление, МПа:	14,6	Давление насыщения, МП	6,07
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	27,3	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:	1,035
Зенит, °:	71	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:45]: Timofey

Приложение 13. Подбор ГНО для скважины 60

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 60

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 121,93 кВт*ч

Насос: НН-44 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1218 м

Св. газ на приеме 2,74%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,01 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1224 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП2-41-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 65 кН

Минимальная нагрузка 39 кН

Удлинение колонных штанг 0,19 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 672м 504м

Количество 6 шт 84 шт 63 шт

Напряжение 32,52МПа 76,98МПа 77,01МПа

Загруженность 33,18% 78,55% 78,58%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 21,8 Дебит по нефти, т/сут: 15,54

Длина до верхней границы перфорации, м: 1232 Динамический уровень, м: 824,68

Давление буферное, МПа: 3,01 Давление затрубное, МПа: 3,01

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 3,25

Название пласта Бш+ВВ

Газовый фактор, куб.м/т: 33,0 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,0114 Плотность нефти в н.у., кг 859

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1141 Плотность газа в н.у., кг/к 1,373

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МП 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,054

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:47]: Timofey

Приложение 14. Подбор ГНО для скважины 43

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 43

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 156,25 кВт*ч

Насос: ННБ44

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 2,36%

Кэф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,05 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: АОП2-51-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 76 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,283 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	46м	514м	496м	496м
Количество	5,75 шт	64,25 шт	62 шт	62 шт
Напряжение	37,85МПа	76,83МПа	76,87МПа	76,86МПа
Загруженность	38,62%	78,4%	78,44%	78,43%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	23,4	Дебит по нефти, т/сут:	16,82
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1112,74
Давление буферное, МПа:	3,01	Давление затрубное, МПа:	3,01
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	2,6
Название пласта	Тл+Бб		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:49]: Timofey

Приложение 15. Подбор ГНО для скважины 42

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 42

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 154,63 кВт*ч

Насос: ННБ44

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 2,35%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,05 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-52-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 76 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,283 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	46м	514м	496м	496м
Количество	5,75 шт	64,25 шт	62 шт	62 шт
Напряжение	37,77МПа	76,56МПа	76,55МПа	76,49МПа
Загруженность	38,54%	78,12%	78,11%	78,05%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	23,1	Дебит по нефти, т/сут:	16,61
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1111,63
Давление буферное, МПа:	3	Давление затрубное, МПа:	3
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	2,56
Название пласта	Тл+Б6		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 10:57]: Timofey

Приложение 16. Подбор ГНО для скважины 44

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 44

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 161,05 кВт*ч

Насос: ННБ44

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 2,41%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,05 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП2-51-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 76 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,283 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	46м	522м	488м	496м
Количество	5,75 шт	65,25 шт	61 шт	62 шт
Напряжение	37,92МПа	77,80МПа	77,65МПа	77,85МПа
Загруженность	38,69%	79,39%	79,24%	79,44%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	24,4	Дебит по нефти, т/сут:	17,54
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1110,53
Давление буферное, МПа:	2,99	Давление затрубное, МПа:	2,99
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	2,7
Название пласта	Тл+Бб		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 11:00]: Timofey

Приложение 17. Подбор ГНО для скважины 45

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 45

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 110,12 кВт*ч

Насос: ННБ38

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 2,02%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,05 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1552 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП2-41-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 79 кН

Минимальная нагрузка 50 кН

Удлинение колонных штанг 0,215 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	46м	578м	464м	464м
Количество	5,75 шт	72,25 шт	58 шт	58 шт
Напряжение	30,77МПа	69,15МПа	69,08МПа	69,13МПа
Загруженность	31,4%	70,56%	70,49%	70,54%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	16,2	Дебит по нефти, т/сут:	11,65
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1111,63
Давление буферное, МПа:	3	Давление затрубное, МПа:	3
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	1,8
Название пласта	Тл+Б6		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 11:02]: Timofey

Приложение 18. Подбор ГНО для скважины 11

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 11

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 155,91 кВт*ч

Насос: СПР 44/18

Длина подвески насоса 1549 м

Св. газ на приеме 2,88%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,29 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-52-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 73 кН

Минимальная нагрузка 41 кН

Удлинение колонных штанг 0,329 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ канат

Диаметр 22мм 20мм

Длина 550м 1000м

Количество 68,75 шт 1 шт

Напряжение 66,78МПа 114,04МП

Загруженность 68,15% 67,08%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 170 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 21,3 Дебит по нефти, т/сут: 15,7

Длина до верхней границы перфорации, м: 1624 Динамический уровень, м: 1164,88

Давление буферное, МПа: 2,99 Давление затрубное, МПа: 2,99

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 541 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 2,15

Название пласта Т

Газовый фактор, куб.м/т: 30,5 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,02484 Плотность нефти в н.у., кг 900

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1170 Плотность газа в н.у., кг/к 1,184

Пластовое давление, МПа: 14,6 Давление насыщения, МП 6,07

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

Температура пласта, °С: 27,3 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,035

Зенит, °: 71 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [08.12.2023 11:04]: Timofey

Приложение 30. Подбор ГНО для скважины 13

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 13

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 184,32 кВт*ч

Насос: СПР 44/18

Длина подвески насоса 1549 м

Св. газ на приеме 3,09%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,3 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-62-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 74 кН

Минимальная нагрузка 40 кН

Удлинение колонных штанг 0,328 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ канат

Диаметр 22мм 20мм

Длина 550м 1000м

Количество 68,75 шт 1 шт

Напряжение 69,31МПа 119,77МПа

Загруженность 70,73% 70,45%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 170 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	25,1	Дебит по нефти, т/сут:	18,8
Длина до верхней границы перфорации, м:	1624	Динамический уровень, м:	1164,56
Давление буферное, МПа:	2,99	Давление затрубное, МПа:	2,99
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	541	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коефициент продуктивн	2,54
Название пласта	Т		
Газовый фактор, куб.м/т:	30,5	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02484	Плотность нефти в н.у., кг	900
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1170	Плотность газа в н.у., кг/к	1,184
Пластовое давление, МПа:	14,6	Давление насыщения, МПа	6,07
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	27,3	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коеф. нефти:	1,06
Зенит, °:	71	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 11:05]: Timofey

Приложение 19. Подбор ГНО для скважины 27

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 27

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 89,44 кВт*ч

Насос: ННБ38

Длина подвески насоса 1610 м

Св. газ на приеме 2,07%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,49 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,25)

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

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

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 72 кН

Минимальная нагрузка 44 кН

Удлинение колонных штанг 0,235 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	48м	584м	488м	496м
Количество	6 шт	73 шт	61 шт	62 шт
Напряжение	30,19МПа	66,06МПа	65,89МПа	65,98МПа
Загруженность	30,8%	67,41%	67,23%	67,33%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	14,7	Дебит по нефти, т/сут:	10,84
Длина до верхней границы перфорации, м:	1624	Динамический уровень, м:	1176,89
Давление буферное, МПа:	2,55	Давление затрубное, МПа:	2,55
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Кэффициент продуктивн	1,49
Название пласта	Т		
Газовый фактор, куб.м/т:	30,5	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02484	Плотность нефти в н.у., кг	900
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1170	Плотность газа в н.у., кг/к	1,184
Пластовое давление, МПа:	14,6	Давление насыщения, МП	6,07
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	27,3	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:	1,035
Зенит, °:	37,9274741506647	Азимут, °:	0
Темп набора кривизны, °:	0,3		

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

Участки:

Подбор произвел [08.12.2023 11:07]:

Timofey

Приложение 20. Подбор ГНО для скважины 50

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 50

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 140,35 кВт*ч

Насос: ННБ44

Длина подвески насоса 1550 м

Св. газ на приеме 2,29%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 5,05 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: не установлен

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-52-4

Длина хода 3 м

Число качаний 5 1/мин

Максимальная нагрузка 74 кН

Минимальная нагрузка 43 кН

Удлинение колонных штанг 0,269 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	46м	514м	496м	496м
Количество	5,75 шт	64,25 шт	62 шт	62 шт
Напряжение	35,90МПа	73,07МПа	73,19МПа	73,19МПа
Загруженность	36,63%	74,56%	74,68%	74,68%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	21,7	Дебит по нефти, т/сут:	15,6
Длина до верхней границы перфорации, м:	1561	Динамический уровень, м:	1063,08
Давление буферное, МПа:	2,56	Давление затрубное, МПа:	2,56
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	2,41
Название пласта	Тл-Б6		
Газовый фактор, куб.м/т:	33,7	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01317	Плотность нефти в н.у., кг	863
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1167	Плотность газа в н.у., кг/к	1,209
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МП	6,8
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:	1,06
Зенит, °:	39,7	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 11:10]: Timofey

Приложение 21. Подбор ГНО для скважины 76

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 76

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 39,26 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,16%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,08 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 3 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,113 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 792м 504м

Количество 6 шт 99 шт 63 шт

Напряжение 17,98МПа 51,49МПа 51,50МПа

Загруженность 18,34% 52,54% 52,55%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 6,5 Дебит по нефти, т/сут: 4,69

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 835,57

Давление буферное, МПа: 2,55 Давление затрубное, МПа: 2,55

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 0,97

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: 24,1 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01781 Плотность нефти в н.у., кг 876

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1140 Плотность газа в н.у., кг/к 1,34

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МП 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коэф. нефти: 1,041

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [08.12.2023 11:18]: Timofey

Приложение 22. Подбор ГНО для скважины 26

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 26

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии	90,29 кВт*ч
Насос:	ННБ38
Длина подвески насоса	1610 м
Св. газ на приеме	2,08%
Козф. под. насоса	0,7
Давление на приеме	4,49 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,25)

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель:	АОП-5-4
Длина хода	3 м
Число качаний	4 1/мин
Максимальная нагрузка	72 кН
Минимальная нагрузка	44 кН
Удлинение колонных штанг	0,235 м
Крутящий момент на валу кривошипа	40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	3	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм	25мм
Длина	48м	584м	488м	496м
Количество	6 шт	73 шт	61 шт	62 шт
Напряжение	30,22МПа	66,26МПа	66,13МПа	66,27МПа
Загруженность	30,84%	67,61%	67,48%	67,62%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	14,9	Дебит по нефти, т/сут:	10,99
Длина до верхней границы перфорации, м:	1624	Динамический уровень, м:	1176,89
Давление буферное, МПа:	2,55	Давление затрубное, МПа:	2,55
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	544	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	1,51
Название пласта	Т		
Газовый фактор, куб.м/т:	30,5	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02484	Плотность нефти в н.у., кг	900
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1170	Плотность газа в н.у., кг/к	1,184
Пластовое давление, МПа:	14,6	Давление насыщения, МП	6,07
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	27,3	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:	1,035
Зенит, °:	37,9274741506647	Азимут, °:	0
Темп набора кривизны, °:	0,3		

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

Участки:

Подбор произвел [08.12.2023 11:20]: Timofey

Приложение 23. Подбор ГНО для скважины 77

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 77

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 38,49 кВт*ч

Насос: НВ-32 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,14%

Коеф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,08 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-5-4

Длина хода 3 м

Число качаний 3 1/мин

Максимальная нагрузка 59 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,113 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции тяжелый низ 2 1

Диаметр 22мм 19мм 22мм

Длина 48м 792м 504м

Количество 6 шт 99 шт 63 шт

Напряжение 17,91МПа 51,00МПа 50,90МПа

Загруженность 18,28% 52,04% 51,94%

Сталь (предел прочности) 98 МПа 98 МПа 98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 6,2 Дебит по нефти, т/сут: 4,47

Длина до верхней границы перфорации, м: 1349 Динамический уровень, м: 835,57

Давление буферное, МПа: 2,55 Давление затрубное, МПа: 2,55

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм: 156 Обводненность, %: 20

Длина(секция 1), м: 568,2 Мин. наружный диаметр Н 60

Диаметр НКТ, мм: 60 Коэффициент продуктивн 0,92

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/т: 24,1 Содержание мех.примесей 0 мг/л

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01781 Плотность нефти в н.у., кг 876

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1140 Плотность газа в н.у., кг/к 1,34

Пластовое давление, МПа: 10,9 Давление насыщения, МПа 5,4

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

Температура пласта, °С: 20,7 Температурный градиент, 0,02

Температура выпадения АСПО, °С: 0 Объемный коеф. нефти: 1,041

Зенит, °: 55 Азимут, °: 0

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:

Подбор произвел [08.12.2023 11:23]: Timofey

Приложение 24. Подбор ГНО для скважины 5

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 5

Результат подбора плунжерного насоса

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

Суточное потребление электроэнергии 66,9 кВт*ч

Насос: НВ-38 с клапаном КТС

Длина подвески насоса 1342 м

Св. газ на приеме 1,67%

Козф. под. насоса 0,7

Давление на приеме 4,03 МПа

Газосепаратор: ЯГП-1 (Ксеп.=0,75)

Скребок: Скребок-центратор (Ктр.=0,5)

Интервалы установки центраторов: [0-1344 м]

Хвостовик 30 м

Контейнер 30 м

Станок-качалка ПНШ8-3-40: (максимально допустимая нагрузка 80кН)

Двигатель: АОП-42-4

Длина хода 3 м

Число качаний 4 1/мин

Максимальная нагрузка 63 кН

Минимальная нагрузка 42 кН

Удлинение колонных штанг 0,151 м

Крутящий момент на валу кривошипа 40 кН*м

№ секции	тяжелый низ	2	1
Диаметр	22мм	19мм	22мм
Длина	48м	784м	512м
Количество	6 шт	98 шт	64 шт
Напряжение	23,86МПа	65,17МПа	65,37МПа
Загруженность	24,35%	66,5%	66,7%
Сталь (предел прочности)	98 МПа	98 МПа	98 МПа

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	14,1	Дебит по нефти, т/сут:	10,16
Длина до верхней границы перфорации, м:	1349	Динамический уровень, м:	797,93
Давление буферное, МПа:	2,16	Давление затрубное, МПа:	2,16
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Обводненность, %:	20
Длина(секция 1), м:	568,2	Мин. наружный диаметр Н	60
Диаметр НКТ, мм:	60	Коэффициент продуктивн	2,1
Название пласта	Бш		
Газовый фактор, куб.м/т:	24,1	Содержание мех.примесей	0 мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01781	Плотность нефти в н.у., кг	876
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1140	Плотность газа в н.у., кг/к	1,34
Пластовое давление, МПа:	10,9	Давление насыщения, МП	5,4
Степень кривой разгазирования:	2,67	Содержание АСПО, %:	0
Температура пласта, °С:	20,7	Температурный градиент,	0,02
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:	1,041
Зенит, °:	55	Азимут, °:	0
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:

Подбор произвел [08.12.2023 11:25]: Timofey

Приложение 25. Подбор ГНО для скважины 47

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 47

Результат подбора электроприводного насоса

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

Эксплуатация:	суточная	
Суточное потребление электроэнергии	710,836 кВт/сут	Темп набора кривизны Допустимый темп Макс.откл. от вертикали
Центробежный насос:	ЭЦН 5-40(ЭПУ Сервис)	
Напор насоса:	1500 м	
Требуемый напор:	1090,41 м	Напор (осн.секция):
Длина подвески	1152 м	
Зенит	39,7°	
Азимут	0°	
Св. газ на приеме	2,67%	
Давление на приеме	4,97 МПа	КПД
Температура на вых.	36,53 °С	
Динамический уровень	881,39 м	

Газосепаратор: не установлен

Фильтр ФБР-5: не установлен

Двигатель: ВДМ30-760-6.0-81В6(ЭПУ Сервис)

Рабочая частота	45,59 Гц	Скорость вращ. вала
Скорость жидк.	0,0843 / 0,06 м/с	Мин. допустимая
Мощность двигателя	30 кВт	Гидрозащита
Потребляемая мощность двигателя:	23,83 кВт	Мощность на валу
Потребляемая мощность гидрозащиты:	1,5 кВт	

Кабель (основной кабель используется до 120°С)

Основной:	КПсПлБП-120(13 мм; 120 °С; Подольскабель) 1126 м
Удлинитель:	КПсПлБП-120(13 мм; 120 °С; Подольскабель) 35 м
Мощность потерь в кабеле:	4,291 кВт
Мощность с учетом потерь	28,118 кВт

Примечание:

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	39,4	
Расчетный дебит жидкости, куб.м/сут:	39,4	
Дебит по нефти, т/сут:	27,39	
Длина до верхней границы перфорации, м:	1349	
Динамический уровень, м:	881,39	Давление буферное, МПа:
Давление затрубное, МПа:	2,43	Обводненность, %:
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Длина(секция 1 2 3), м:
Мин. наружный диаметр НКТ, мм:	60	Толщина стенки НКТ, мм:

Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут:

Расчетное забойное давление, МПа

Название пласта Тл-Бб-Бш

Газовый фактор, куб.м/куб.м:	28,9	Содержание мех.примесей, мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01549	Плотность нефти в н.у., кг/куб.м
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1153	Плотность газа в н.у., кг/куб.м:
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МПа:
Степень кривой разгазирования:	2,67	Температура пласта, °С:
Температурный градиент, °/м:	0,02	Содержание АСПО, %:
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:

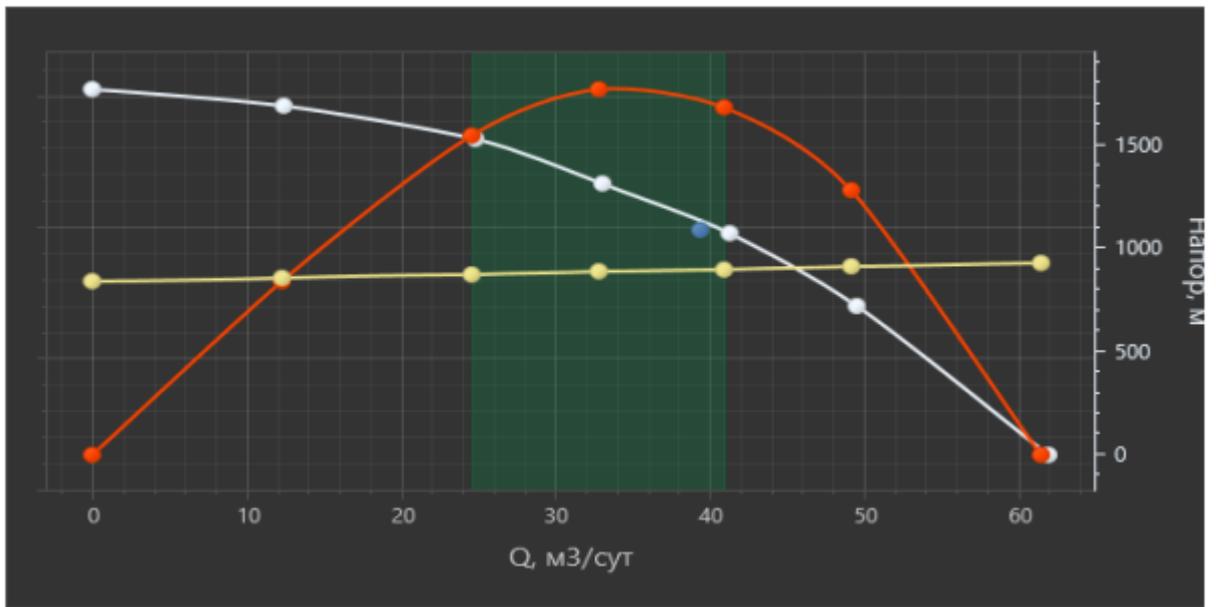
Спуск установки производить со скоростью не выше 0.25 м/сек, а при прохождении участков с темпом набора 10 метров, скорость не должна быть выше 0.1 м/сек.

Участки с темпом набора кривизны более 0.5 градусов на 10 метров:

140-310, 574,4-781,4

Подбор произвел [14.12.2023 16:48]

t.iuzhakov



Приложение 26. Подбор ГНО для скважины 46

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина:	46	
Результат подбора электроприводного насоса		
использовалась поправка: Вогель + вода (описывает двухфазный поток при обводненности более 20%)		
Эксплуатация:	суточная	
Суточное потребление электроэнергии	660,422 кВт/сут	Темп набора кривизны Допустимый темп
Центробежный насос:	ЭЦН 5-40(ЭПУ Сервис)	Макс.откл. от вертикали
Напор насоса:	1500 м	
Требуемый напор:	1090,42 м	Напор (осн.секция):
Длина подвески	1152 м	
Зенит	39,7°	
Азимут	0°	
Св. газ на приеме	2,56%	
Давление на приеме	4,97 МПа	КПД
Температура на вых.	37,22 °С	
Динамический уровень	881,39 м	
Газосепаратор: не установлен		
Фильтр ФБР-5: не установлен		
Двигатель: ВДМ30-760-6.0-81В6(ЭПУ Сервис)		
Рабочая частота	43,65 Гц	Скорость вращ. вала
Скорость жидк.	0,0754 / 0,06 м/с	Мин. допустимая
Мощность двигателя	30 кВт	Гидрозащита
Потребляемая мощность двигателя:	21,73 кВт	Мощность на валу
Потребляемая мощность гидрозащиты:	1,5 кВт	
Кабель (основной кабель используется до 120°С)		
Основной:	КПСПнБП-120(13 мм; 120 °С; Подольсккабель) 1126 м	
Удлинитель:	КПСПнБП-120(13 мм; 120 °С; Подольсккабель) 35 м	
Мощность потерь в кабеле:	4,291 кВт	
Мощность с учетом потерь	26,018 кВт	
Примечание:		
Исходные данные		
Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	35,6	
Расчетный дебит жидкости, куб.м/сут:	35,6	
Дебит по нефти, т/сут:	24,75	
Длина до верхней границы перфорации, м:	1349	
Динамический уровень, м:	881,39	Давление буферное, МПа:
Давление затрубное, МПа:	2,43	Обводненность, %:
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Длина(секция 1 2 3), м:
Мин. наружный диаметр НКТ, мм:	60	Толщина стенки НКТ, мм:
Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут:	3,95	
Расчетное забойное давление, МПа	5,1	
Название пласта		
Газовый фактор, куб.м/куб.м:	28,9	Содержание мех.примесей, мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01549	Плотность нефти в н.у., кг/куб.м
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1153	Плотность газа в н.у., кг/куб.м:
Пластовое давление, МПа:	14,3	Давление насыщения, МПа:
Степень кривой разгазирования:	2,67	Температура пласта, °С:
Температурный градиент, °/м:	0,02	Содержание АСПО, %:
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:

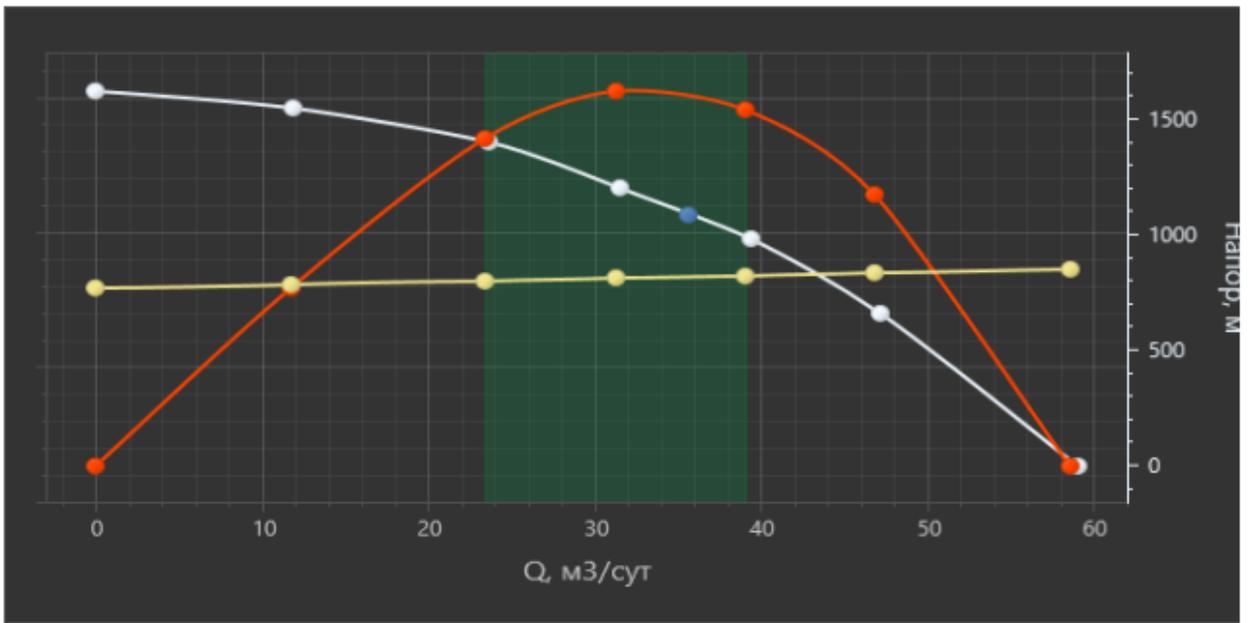
Спуск установки производить со скоростью не выше 0.25 м/сек, а при прохождении участков с темпом набора 10 метров, скорость не должна быть выше 0.1 м/сек.

Участки с темпом набора кривизны более 0.5 градусов на 10 метров:

140-310, 574,4-781,4

Подбор произвел [14.12.2023 17:28]

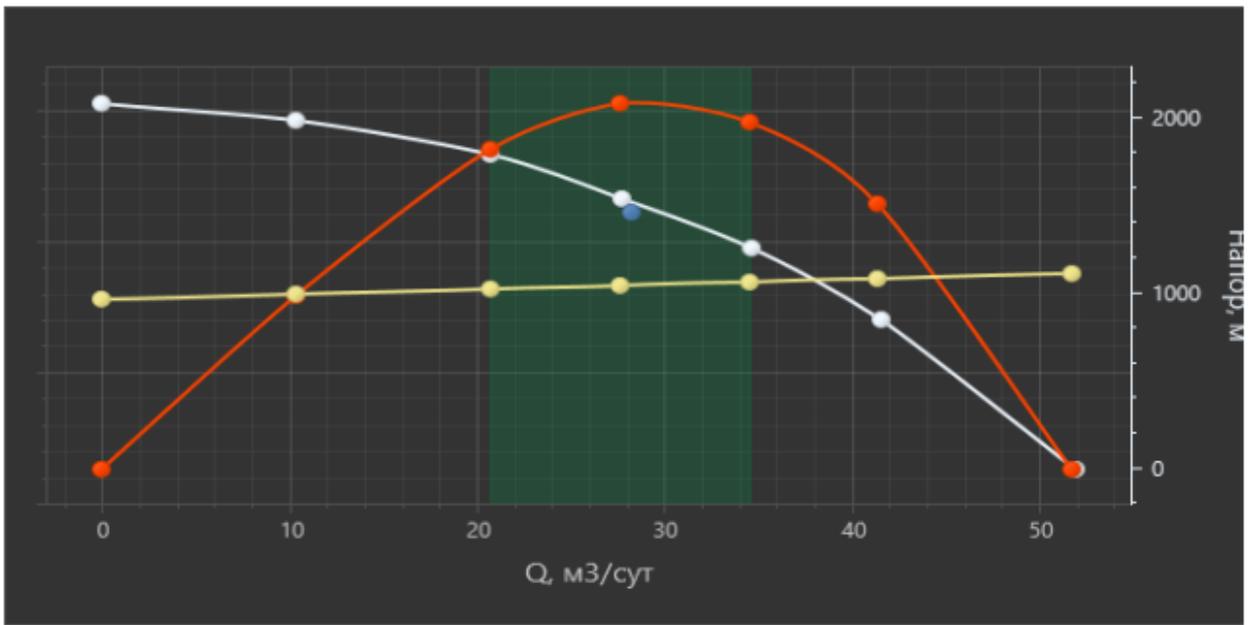
t.iuzhakov



Приложение 27. Подбор ГНО для скважины 10

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина:	10	
Результат подбора электроприводного насоса		
использовалась поправка: Вогель + вода (описывает двухфазный поток при обводненности более 20%)		
Эксплуатация:	суточная	
Суточное потребление электроэнергии	722,887 кВт/сут	Темп набора кривизны Допустимый темп
Центробежный насос:	ЭЦН 5-40(ЭПУ Сервис)	Макс.откл. от вертикали
Напор насоса:	2000 м	
Требуемый напор:	1459,3 м	Напор (осн.секция):
Длина подвески	1419 м	
Зенит	59°	
Азимут	0°	
Св. газ на приеме	0,96%	
Давление на приеме	5,38 МПа	КПД
Температура на вых.	46,42 °С	
Динамический уровень	1167,769 м	
Газосепаратор: не установлен		
Фильтр ФБР-5: не установлен		
Двигатель: ВД32-92В5(РИТЭК)		
Рабочая частота	42,68 Гц	Скорость вращ. вала
Скорость жидк.	0,0817 / 0,04 м/с	Мин. допустимая
Мощность двигателя	32 кВт	Гидрозащита
Потребляемая мощность двигателя:	25,31 кВт	Мощность на валу
Потребляемая мощность гидрозащиты:	1,5 кВт	
Кабель (основной кабель используется до 120°С)		
Основной:	КПсПлБП-120(13 мм; 120 °С; Подольскабель) 1384 м	
Удлинитель:	КПсПлБП-120(13 мм; 120 °С; Подольскабель) 35 м	
Мощность потерь в кабеле:	3,313 кВт	
Мощность с учетом потерь	28,62 кВт	
Примечание:		
Исходные данные		
Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	28,2	
Расчетный дебит жидкости, куб.м/сут:	28,2	
Дебит по нефти, т/сут:	20,3	
Длина до верхней границы перфорации, м:	1624	
Динамический уровень, м:	1167,769	Давление буферное, МПа:
Давление затрубное, МПа:	3,02	Обводненность, %:
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Длина(секция 1 2 3), м:
Мин. наружный диаметр НКТ, мм:	60	Толщина стенки НКТ, мм:
Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут:	2,85	
Расчетное забойное давление, МПа	4,55	
Название пласта		
Газовый фактор, куб.м/куб.м:	30,5	Содержание мех.примесей, мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02484	Плотность нефти в н.у., кг/куб.м
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1170	Плотность газа в н.у., кг/куб.м:
Пластовое давление, МПа:	14,6	Давление насыщения, МПа:
Степень кривой разгазирования:	2,67	Температура пласта, °С:
Температурный градиент, °/м:	0,02	Содержание АСПО, %:
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:
Спуск установки производить со скоростью не выше 0.25 м/сек, а при прохождении участков с темпом набора 10 метров, скорость не должна быть выше 0.1 м/сек.		
Участки с темпом набора кривизны более 0.5 градусов на 10 метров:		
135-275, 571-710,8, 1139,3-1539,3, 1820,4-1919,1		
Подбор произвел [14.12.2023 17:21]	t.iuzhakov	



Приложение 40. Подбор ГНО для скважины 7

Результат подбора ГНО в ПК 'ИНЖЕНЕРНЫЙ СИМУЛЯТОР'

Скважина: 7

Результат подбора электроприводного насоса

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

Эксплуатация:	суточная	
Суточное потребление электроэнергии	791,744 кВт/сут	Темп набора кривизны Допустимый темп
Центробежный насос:	ЭЦН 5-40(ЭПУ Сервис)	Макс.откл. от вертикали
Напор насоса:	2000 м	
Требуемый напор:	1458,19 м	Напор (осн.секция):
Длина подвески	1419 м	
Зенит	59°	
Азимут	0°	
Св. газ на приеме	1,03%	
Давление на приеме	5,37 МПа	КПД
Температура на вых.	44,36 °С	
Динамический уровень	1166,915 м	

Газосепаратор: не установлен

Фильтр ФБР-5: не установлен

Двигатель: ВД32-92В5(РИТЭК)

Рабочая частота	43,65 Гц	Скорость вращ. вала
Скорость жидк.	0,093 / 0,04 м/с	Мин. допустимая
Мощность двигателя	32 кВт	Гидрозащита
Потребляемая мощность двигателя:	28,18 кВт	Мощность на валу
Потребляемая мощность гидрозащиты:	1,5 кВт	

Кабель (основной кабель используется до 120°С)

Основной:	КПсПпБП-120(13 мм; 120 °С; Подольсккабель) 1384 м
Удлинитель:	КПсПпБП-120(13 мм; 120 °С; Подольсккабель) 35 м
Мощность потерь в кабеле:	3,313 кВт
Мощность с учетом потерь	31,489 кВт

Примечание:

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	32,1	
Расчетный дебит жидкости, куб.м/сут:	32,1	
Дебит по нефти, т/сут:	23,11	
Длина до верхней границы перфорации, м:	1624	
Динамический уровень, м:	1166,915	Давление буферное, МПа:
Давление затрубное, МПа:	3,01	Обводненность, %:
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1), мм:	156	Длина(секция 1 2 3), м:
Мин. наружный диаметр НКТ, мм:	60	Толщина стенки НКТ, мм:
Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут:	3,25	
Расчетное забойное давление, МПа	4,55	

Название пласта

Газовый фактор, куб.м/куб.м:	30,5	Содержание мех.примесей, мг/л
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02484	Плотность нефти в н.у., кг/куб.м
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1170	Плотность газа в н.у., кг/куб.м:
Пластовое давление, МПа:	14,6	Давление насыщения, МПа:
Степень кривой разгазирования:	2,67	Температура пласта, °С:
Температурный градиент, °/м:	0,02	Содержание АСПО, %:
Температура выпадения АСПО, °С:	0	Объемный коэф. нефти:

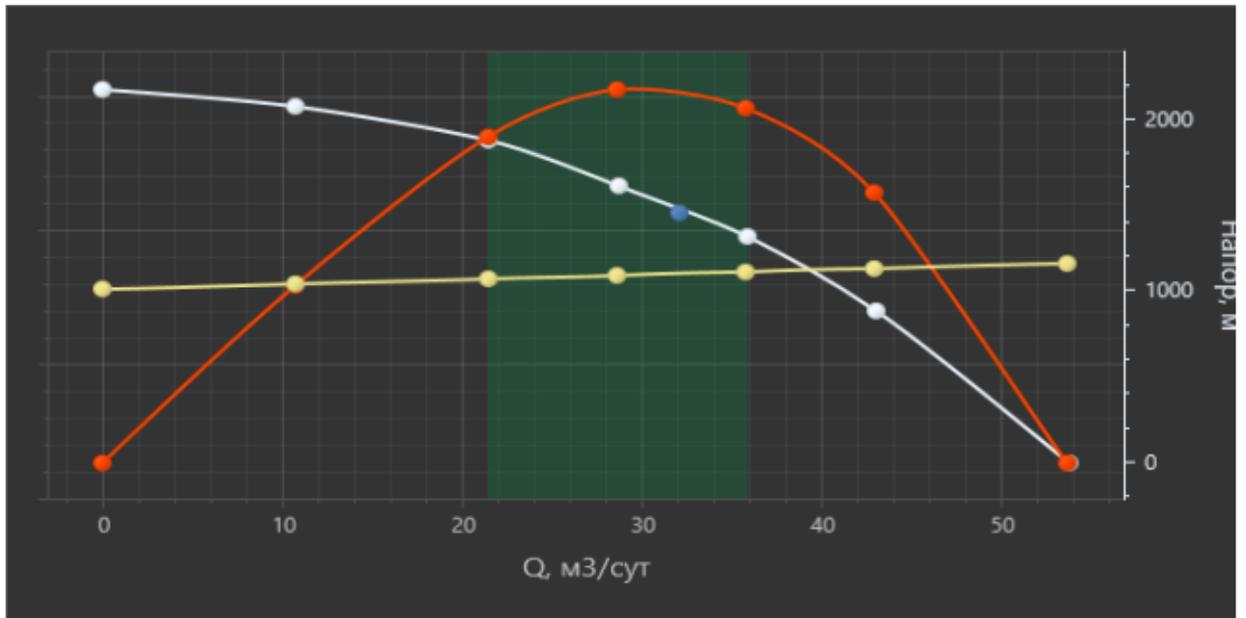
Спуск установки производить со скоростью не выше 0.25 м/сек, а при прохождении участков с темпом набора 10 метров, скорость не должна быть выше 0.1 м/сек.

Участки с темпом набора кривизны более 0.5 градусов на 10 метров:

135-275, 571-710,8, 1139,3-1539,3, 1820,4-1919,1

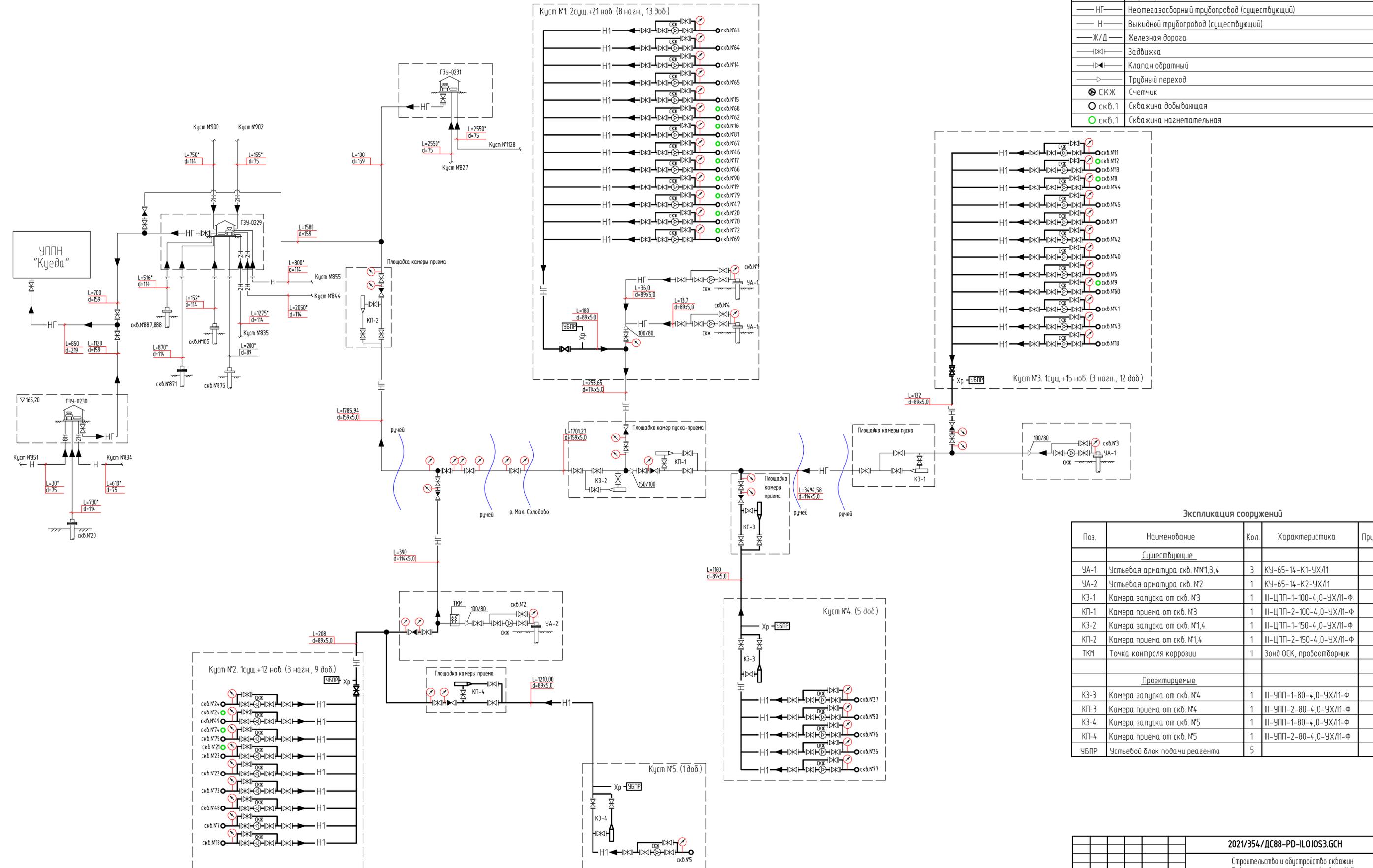
Подбор произвел [14.12.2023 17:16]

t.iuzhakov



Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование обозначения и изображения
— НГ —	Выкидной трубопровод проектируемый
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
— Хр —	Трубопровод хим. реагента
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод (существующий)
— Н —	Выкидной трубопровод (существующий)
— Ж/Д —	Железная дорога
— ЗД —	Задвижка
— К —	Клапан обратный
— П —	Трубный переход
⊙ СКЖ	Счетчик
○ скв.1	Скважина добывающая
● скв.1	Скважина нагнетательная



Экспликация сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примеч.
<u>Существующие</u>				
УА-1	Устьевая арматура скв. №1,3,4	3	КУ-65-14-К1-УХЛ1	
УА-2	Устьевая арматура скв. №2	1	КУ-65-14-К2-УХЛ1	
КЗ-1	Камера запуска от скв. №3	1	Ш-ЦПП-1-100-4,0-УХЛ1-Ф	
КП-1	Камера приема от скв. №3	1	Ш-ЦПП-2-100-4,0-УХЛ1-Ф	
КЗ-2	Камера запуска от скв. №1,4	1	Ш-ЦПП-1-150-4,0-УХЛ1-Ф	
КП-2	Камера приема от скв. №1,4	1	Ш-ЦПП-2-150-4,0-УХЛ1-Ф	
ТКМ	Точка контроля коррозии	1	Зонд ОСК, пробоотборник	
<u>Проектируемые</u>				
КЗ-3	Камера запуска от скв. №4	1	Ш-ЦПП-1-80-4,0-УХЛ1-Ф	
КП-3	Камера приема от скв. №4	1	Ш-ЦПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф	
КЗ-4	Камера запуска от скв. №5	1	Ш-ЦПП-1-80-4,0-УХЛ1-Ф	
КП-4	Камера приема от скв. №5	1	Ш-ЦПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф	
УБПР	Устьевой блок подачи реагента	5		

2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS3.6CH

Строительство и обустройство скважин Габринского месторождения (модуль 14)

Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Статус	Лист	Листов
Разраб.	Богданов				01.24.	П	1	
Проб.	Булдаков				01.24.			
Нач. сектора	Сидкова				01.24.	Принципиальная технологическая схема сбора нефти Габринского месторождения	НПИ	ОГМ
ГИП	Минин				01.24.			