

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на строительство поисково-оценочной скважины

№1 Марфинской площади Невежкинского лицензионного участка

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Табл. 1.1 Сведения о районе работ.....	2
Табл. 1.2 Сведения о площадке строительства буровой.....	2
Табл. 1.3 Размеры отводимого во временное пользование земельного участка.....	2
Табл. 1.4 Источники и характеристика водо- и энергоснабжения, связи.....	3
Табл. 1.5 Сведения о транспортировке грузов и вахт.....	3
Табл. 1.6 Сведения о подъездных путях к буровой.....	4

2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Табл. 2.1 Проектный геологический разрез.....	4
Табл. 2.2 Газоносность.....	6
Табл. 2.3 Нефтеносность.....	7
Табл. 2.4 Водоносность.....	8
Табл. 2.5 Осложнения, ожидаемые в проектируемой скважине.....	9
Табл. 2.6 Исследовательские работы – отбор керна и шлама, интервалы ИПТ и перфорации.....	10
Табл. 2.7 Геофизические исследования.....	10
Табл. 2.8 Лабораторные исследования керна и флюидов.....	11
Табл. 2.9 Интенсификация притока.....	12

3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

3.1 Конструкция скважины.....	12
Табл. 3.1 Общие сведения о конструкции скважины.....	12
3.2 Буровые растворы.....	14
Табл. 3.2 Расчет плотности бурового раствора.....	15
Табл. 3.3 Типы и параметры буровых растворов.....	17
3.3 Данные о бурильном инструменте, трубах	19
3.4 Конструкция низа бурильных колонн, режим бурения.....	20
3.5 Временные нормы на механическое бурение скважины.....	22
3.6 Цементирование обсадных колонн	23
Табл. 3.4 Общие сведения о цементировании обсадных колонн	25
3.7 Оборудование устья скважины	26
Табл. 3.5 Спецификация устьевого оборудования.....	26
3.8 Буровое и силовое оборудование	26

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 1.1 – Сведения о районе работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Марфинская
Административное положение:	
- республика	РФ
- область	Саратовская область
- район	Лысогорский район
Год ввода площади в бурение	Не вводилась
Год ввода площади в эксплуатацию	Не вводилась
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	+6.7
- наибольшая летняя	+41
- наименьшая зимняя	-37
Среднегодовое количество осадков, мм	300-500
Глубина промерзания грунта, м	1.6
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	183
Преобладающее направление ветра	южное, северо-западное

Таблица 1.2 – Сведения о площадке строительства буровой

Рельеф местности	Состояние местности	Толщина, см		Растительный покров	Категория грунта
		снежного покрова	почвенного слоя		
1	2	3	4	5	6
холмистая равнина, расчлененная овражно-балочной сетью	пашня	30	50	посевы	первая

Таблица 1.3 – Размеры отводимого во временное пользование земельного участка

Назначение участка	Площадь участка, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Размещение бурового оборудования, привышечных сооружений, вспомогательного оборудования, коммуникаций буровой установки, водяной скважины.	1.7	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин, СН 459 – 74
Размещение плодородного слоя в кагатах, подъездной профилированной грунтовой дороги	0.55	
Итого	2.25	Градостроительный план №

Таблица 1.4 – Источники и характеристика водо- и энергоснабжения, связи

Название вида снабжения: (водоснабжение, энергоснабжение)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода
1	2	3	4
Водоснабжение: - для бурения и дизелей - для хоз. бытовых нужд - питьевая вода Энергоснабжение: - при вышкомонтажных работах - при бурении - при испытании Связь: - управление производством работ - оповещение буровой бригады на территории буровой	Водяная скважина привозная (автоцистерна) бутилированная АСДА-100 С (1 шт. – в работе) АСДА-200 (1 шт.- в резерве) АСДА-200 (1 шт.- в работе, 1 - в резерве) АСДА-100 С (1 шт. – в работе) Сотовая связь ПУБ-4	1 107,91 107,91 на буровой на буровой на буровой - -	водовод Ø73мм Саратов Саратов - - - - -

Таблица 1.5 – Сведения о транспортировке грузов и вахт

№ пп	Наименование	Вид транспорта	Расстояние, км	Пункт отправления	Пункт назначения
1	2	3	4	5	6
1	Буровое оборудование	автомобил.	107,91	Саратов	Буровая
2	Передвижной компрессор	- * -	107,91	Саратов	Буровая
3	Спецтранспорт	- * -	107,91	Саратов	Буровая
4	Дефектоскопическая установка	- * -	107,91	Саратов	Буровая
5	Цементировочная техника	- * -	107,91	Саратов	Буровая
6	Блок манифольда, станция контроля цементирования	- * -	107,91	Саратов	Буровая
7	Каротажная партия	- * -	107,91	Саратов	Буровая
8	Топограф – геодезическая партия	- * -	107,91	Саратов	Буровая
9	Вахта	- * -	107,91	Саратов	Буровая
10	ГСМ	- * -	107,91	Саратов	Буровая

Таблица 1.6 – Сведения о подъездных путях к буровой

Протяженность, км	Характеристика покрытия	Ширина проезжей части, м	Характеристика дороги
1	2	3	4
100 (Саратов - Большие Копены)	асфальт	8.0	асфальтовая
7,91 (Большие Копены – скв. №1)	грунт	4.0	грунтовая

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Таблица 2.1 – Типовой проектный геологический разрез

№1 Марфинская Альтитуда земли +185м				Литология	Коефф. аномальн ости (Ka)	Коефф. кавер- нозности
Стратиграфич. индекс	Интервал по стволу, м		Мощность, м			
	от	до				
Q	0	16	16	Пески, песчаники, опоки, глины, суглинки, гравий, щебень	1,0	1,1-1,2
K _{1al}	16	88	72	Пески, песчаники, глины	1,0-1,06	1,0-1,3
K _{1a}	88	198	110	Пески, песчаники, алевролиты, глины	1,0-1,07	1,0-1,3
K _{1br}	198	242	44	Глины, алевролиты, пески, песчаники	1,0-1,04	1,0-1,3
J _{2k}	242	293	51	Глины, песчаники	1,0-1,06	1,0-1,02
J _{2bt}	293	342	49	Глины, алевролиты, песчаники, пески	1,0-1,06	1,05-1,25
J _{2b}	342	459	117	Глины, алевролиты, песчаники	1,0-1,06	1,0-1,3
C _{3g+k}	459	690	231	Известняки, доломиты, глины	0,95-1,0	1,0-1,1 (1,8)
C _{2mc}	690	807	117	Известняки, глины	0,98-1,06	1,0-1,1
C _{2pd}	807	932	125	Известняки	0,98-1,06	0,86-0,9 (1,1-1,17)
C _{2ks}	932	1015	83	Глины, песчаники, алевролиты, известняки	1,0-1,05	0,96-1,13 (1,25)
C _{2vr-mk}	1015	1226	211	Глины, песчаники, алевролиты, известняки	1,01-1,1	0,9-1,32
C _{2cr-pk}	1226	1278	52	Известняки, глины, алевролиты	0,98-1,1	1,0-1,12
C _{1s-ok}	1278	1473	195	Известняки, доломиты	1,03-1,05	1,0-1,1
C _{1al}	1473	1495	22	Песчаники, алевролиты, глины	1,03-1,06	1,0-1,15 (1,28)

продолжение таблицы 2.1

C _{1tl}	1495	1641	146	Аргиллиты, песчаники, алевролиты, глины, известняки	1,03-1,1	1,0-1,23
C _{1bb}	1641	1672	31	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	1,03-1,1	1,0-1,2
C _{1kz-cr}	1672	1715	43	Известняки	1,04-1,1	1,0-1,23
C _{1up+ml}	1715	1762	47	Известняки, аргиллиты, глины	1,04-1,1	1,0-1,23
D _{3zv}	1762	2057	295	Доломиты, известняки	1,04-1,1	1,0-1,13
D _{3el}	2057	2183	126	Известняки, доломиты, ангидриты	1,04-1,1	1,0-1,23
D _{3zd}	2183	2225	42	Известняки, доломиты	1,04-1,1	1,0-1,23 (1,3)
D _{3ev-lv}	2225	2293	68	Известняки, доломиты	1,05-1,1	1,0-1,23
D _{3vr}	2293	2358	65	Известняки доломитизированные, мергели	1,05-1,1	1,05-1,23
D _{3pt}	2358	2402	44	Известняки, аргиллиты, мергели	1,05-1,1	1,05-1,3 (1,9-2,5)
D _{3sm}	2402	2510	108	Известняки доломитизированные, глины, мергели	1,05-1,1	1,0-1,23 (1,68)
D _{3sr}	2510	2580	70	Известняки доломитизированные, алевролиты	1,04-1,1	1,1-1,68 (2,3)
D _{3tm}	2580	2669	89	Песчаники, аргиллиты	1,05-1,1	1,1-2,5
D _{3ps}	2669	2757	88	Песчаники, аргиллиты	1,05-1,1	1,0-1,68 (2,6)
D _{2ml}	2757	2788	31	Аргиллиты, известняки	1,06-1,1	1,1-3,4
D _{2ar}	2788	2876	88	Песчаники, глины, аргиллиты, известняки	1,06-1,1	1,0-1,34 (2,6-3,0)
D _{2vb}	2876	3008	132	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки	1,06-1,1	1,0-1,56
D _{2cja}	3008	3050	42	Глины, аргиллиты	1,06-1,1	1,2-4,3

Примечания:

1. Проектный геологический разрез составлен согласно утверждённого геологического проекта «Поисково-оценочное бурение скважины №1 Марфинской площади Нежежинского ЛУ».
2. Коэффициенты аномальности и кавернозности взяты по аналогии с ближайшими Журавским, Медведицким, Тихоновским, Родниковским, Платовским месторождениями.

Таблица 2.3 – Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м³		Под- вижно- сть, мкм²/ МПа с	Содер- жание серы, % по весу	Содер- жание пара- фина, % по весу	Ожидае- мый дебит, м³/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в плас- товых усло- виях	после дегаза- ции					газовый фактор, м³/м³	содер- жание серово- дорода, %	содер- жание угле- кислого газа, %	Относи- тельная по воздуху плотность газа	Коэффи- циент сжимае- мости, МПа ⁻¹ x 10 ⁻⁴	давление насыщения в плас-то- вых ус- ловиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
D _{2ar} (D ₂ VIa)	2832	2847	терригенный	804	845	0,08	0,39	6,88	48,9	42	нет	1	0,965	нет данных	9,4
D _{2vb} (D ₂ V)	2926	2950	терригенный	750	806	0,65	0,1	6,2	92	56	нет	0,25	1,01	0,9	8,38
D _{2vb} (D ₂ VII)	2967	3008	терригенный	750	806	0,65	0,1	6,2	92	56	нет	0,25	1,01	0,9	8,38

Примечание - Анализы нефти приведены по следующим скважинам:

- ардаговские отложения отложения (пласт D2VIa) - Сплавнухинское месторождение;

- воробьевские отложения (пласты D₂V и D₂VII) – Сплавнухинское, Новокрасинское, Родниковское месторождения.

Таблица 2.4 – Водоносность

Индекс страти- графичес- кого подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плот- ность, кг/м³	Свобод- ный дебит, м³/сут	Фазовая прони- цае- мость, мД	Химический состав воды в мг/л						Степень минерали- зации, мг экв/л	Тип воды по Сулину СФН- сульфато- натриевый, ГКН- гид- рокарбо- натнонат- риевый, ХЛМ -хлор- магниевый, ХЛК- хлор- кальциевый	Относит- ся к ис- точнику питьево- го водо- снабжение- ния (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q-J ₂ b	0	459	терригенный	1000	200-250	нет данных	25.4	6.2	4.9	10	8.2	17.4	72.1	ХЛК	нет
C ₃ -C ₂ ks	459	1015	карбонатный	1010	100	нет данных	141	2.1	24.6	44.9	16.4	108.7	337.7	ХЛК	нет
C ₂ vr-mk	1015	1226	терригенный	1040	100-150	нет данных	851.6	2,1	6.6	109.8	98.9	652.2	1721.2	ХЛК	нет
C ₂ cm+pk- C ₁ s-vn+mh	1226	1473	карбонатный	1100	100-150	нет данных	2343.4	-	6.6	469.1	247.2	1634.8	4701.1	ХЛК	нет
C ₁ al- C ₁ bb	1473	1672	терригенный	1110	до 100	нет данных	2862.3	-	1.6	1187.6	337.8	1343.5	5732.8	ХЛК	нет
C ₁ t-D ₃ sr	1672	2510	терригенный карбонатный	1150	до 1000	нет данных	3829.6	8.3	3.3	1112.8	222.0	2495.8	7671.8	ХЛК	нет
D ₃ tm-cja	2510	3050	терригенный	1160	до 100	нет данных	4241.28	6.55	1.4	1400	290	2557.9	8495.9	ХЛК	нет

Примечания: 1. Таблица составлена без учета интервалов непроницаемых пластов и интервалов нефтегазоносности.

2 Данные по водоносности взяты по аналогии с соседними Медведицким, Раздольненским месторождениями.

Таблица 2.5 – Осложнения, ожидаемые в проектируемой скважине

Интервал глубин, м	Возраст	Вид осложнений и характер проявления	Причины, вызывающие осложнения
Осыпи, прихватоопасные зоны, кавернообразование			
0-459 1015-1250 1473-1672 2200-2225 2370-2402 2580-3050	четвертичный-юрский верейский+мелекесский, черемшанский алексинский-бобриковский задонский петинский тиманский-черноярский	затяжки и посадки	Нарушение технологии и параметров бурового раствора
0-459 1015-1250 1473-1672 2200-2225 2370-2402 2580-3050	четвертичный-юрский верейский+мелекесский, черемшанский алексинский-бобриковский задонский петинский тиманский-черноярский	заклинки, сальникообразов ания	
Поглощения			
520-690	верхнекаменноугольный	от частичного до полного	Трещиноватость и кавернозность пород, превышение гидростатического и гидродинамичес- кого давлений промывочной жидкости над пластовым
690-807	мячковский		
807-880	подольский		
1015-1226	верейский+мелекесский		
1226-1278	черемшанский+прикамский		
1278-1450	серпуховский+веневский, михайловский		
1672-1715	кизеловский+черепеткий		
1715-1730	упинский+малевский		
2057-2183	елецкий		
2183-2225	задонский		
2225-2293	евланский+ливенский		
2293-2358	воронежский		
2358-2402	петинский		
2402-2510	семилукский		
Водопроявления			
		Нет	
Нефтепроявления			
2832-2847	ардатовский (пласт D ₂ VIa)	нефть	Нарушение технологии и параметров бурового раствора
2926-2950	воробьевский (пласт D ₂ V)	нефть	
2967-3008	воробьевский (пласт D ₂ VII)	нефть	
Газопроявления			
		Не ожидается	
Проявление сероводорода			
		Не ожидается	

Таблица 2.6 – Исследовательские работы - отбор керна и шлама, интервалы ИПТ и перфорации

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м				Тип перфоратора, плотность перфорации
	Отбор керна	Отбор шлама (частота)	ИПТ	перфорация	
1	2	3	4	5	6
D _{2ar} (пласт D ₂ VIa)	2832-2847	Отбор шлама в интервале 0- 3050м, через 3-5 м проходки (в перспективных интервалах – через 1-5 м)	2832-2847	2832-2842	ЗПКО-102 20 отв./1 м
D _{2vb} (пласт D ₂ V)	2926-2950		2926-2950	2926-2936	ЗПКО-102 20 отв./1 м
D _{2vb} (пласт D ₂ VII)	2967-3008		2967-2008	2967-2977	ЗПКО-102 20 отв./1 м
D _{3cjа}	3045-3050		-	-	-
Примечания. 1. Отбор шлама производится и обрабатывается станцией ГТИ. 2. Интервал и частота отбора шлама регулируются геологической службой Заказчика. 3. Отбор керна составляет 2.8% от глубины скважины, всего 85 м. 4. Интервалы отбора керна регулируются геологической службой Заказчика. 5. Интервалы и необходимость проведения ИПТ определяются геологической службой Заказчика, с учетом фактического разреза скважины и данных ГТИ. 6. Интервалы перфорации и количество объектов испытания уточняются по результатам геофизических исследований и ИПТ.					

Таблица 2.7 – Геофизические исследования

№№ п/п	Забой скважины, м	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований, м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	465 950 1770 3050	Изучение геологического разреза и технического состояния скважины: ПС, КС, БК, ГК, НГК, АК, ДС, ИС с точками замера через 20 м, Терм. Рез.	1:500	0-465 465-950 950-1770 1720-2220 2170-2670 2620-3050	Откр. ствол АК-с глубин 800, 1320 м
2	3050	Изучение геологического разреза, определение количественных и качественных характеристик пластов: ПС, БКЗ, БК, ИК, МК, МКВ, БМК, ГК, НК, АК, ДС.	1:200	2732-3050	Откр. ствол
3	465 950 1770 3050	Кавернометрия (ДС) для расчёта количества тампонажного раствора	1:500	0-465 0-950 0-1770 0-3050	Откр. ствол
4	3050	Изучение технического состояния скважины: ОЦК ¹ .	1:500	1320-3050	В эксплуат. колонне
5	465 950 1770 3050	АКЦ+ФКД ² .	1:500	0-465 0-950 0-1770 1320-3050	В колонне
6	3040	СГДТ	1:500	0-3040	В эксплуат. колонне

продолжение таблицы 2.7

Дополнительно к комплексу					
7	3040	Изучение скоростной характеристики разреза ВСП ³	-	0-3040	-
8		Станция ГТИ - для контроля и оптимизации режима бурения ⁴ .	постоянно	0-3050	Откр. ствол
9		Для привязки отбора керна: СК, БК, ГК	1:500	За 10-20 м перед отбором керна. Интервал записи определяет геологическая служба Заказчика	Откр. ствол
10		Для установки ИПТ: БК, ДС, ГК	1:200	Интервал записи определяет геологическая служба Заказчика	Откр. ствол
11		Для привязки перфорации: ГК, ЛМ, Терм.	1:200	Интервал записи определяет геологическая служба Заказчика. Проводится до и после перфорации.	В эксплуат. колонне
12	3050	Для контроля ВНК и нефтенасыщения - ИННК	1:200	2732-3050	В эксплуат. колонне

Примечания:

- Интервалы и объёмы ГИС корректируются геологической службой по согласованию с Заказчиком с учётом вскрываемого разреза.
- Комплекс ГИС в масштабе 1:200 выполняется при наличии прямых признаков нефтеносности.
- ¹ ОЦК проводится при невыходе тампонажного раствора на поверхность.
- ² В эксплуатационной колонне АКЦ + ФКД проводятся после опрессовки.
- ³ Необходимость проведения ВСП определяется Заказчиком.
- ⁴ Необходимость проведения ГТИ определяется Заказчиком.
- При фиксировании станцией ГТИ повышенных газопоказаний в разрезе скважины по согласованию с Заказчиком произвести отбор керна и по результатам анализа керна выдать рекомендации на проведение ИПТ.

Таблица 2.8 – Лабораторные исследования керна и флюидов

Вид анализа	Единица измерения	Количество образцов (проб)
1	2	3
Петрографический	образец	170
Палеонтологический	образец	170
Определение:		
- карбонатности	образец	320
- глинистости	образец	320
- пористости	образец	320
- проницаемости	образец	320
- плотности	образец	320
- нефтегазонасыщенности	образец	320
Химические анализы:		
- нефти пластовой	проба	9
- нефти сепарированной	-*-	9
- газа растворенного	-*-	9
- воды пластовой	-*-	3
Комплекс гидродинамических исследований при испытании скважины	комплекс	3

Таблица 2.9 – Интенсификация притока

Интервал, м	Возраст	Метод воздействия
1	2	3
2967-2977	воробьевский (пласт D ₂ VII)	глинокислотная обработка
2926-2936	воробьевский (пласт D ₂ V)	глинокислотная обработка
2832-2842	ардатовский (пласт D ₂ VIa)	глинокислотная обработка

3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

3.1 Конструкция скважины

3.1.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины проектируется на основании анализа литологических особенностей горных пород, совмещенного графика давлений, анализа ожидаемых осложнений в скважинах с учетом требований "Правил охраны недр" ПБ 07-601-03, "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2013г. с внесёнными изменениями (приказ №1 от 12.01.2015г.), нормативных документов и опыта строительства скважин в аналогичных горно-геологических условиях.

Согласно п. 118 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород. Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами.

Удлиненное направление диаметром 530 мм спускается на глубину 16 м для изоляции неустойчивых пород четвертичной системы, склонных к обвалам и осыпям. Цементируется до устья.

Кондуктор диаметром 426 мм спускается на глубину 465 м в верхнекаменноугольные отложения для перекрытия неустойчивых пород, склонных к обвалам, и прихватоопасных зон в меловых и юрских отложениях. Глубина спуска кондуктора уточняется геологической службой бурового предприятия по результатам бурения и данным ГИС. На кондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование для безопасного бурения под промежуточную колонну I. Цементируется до устья.

Промежуточная колонна I диаметром 324 мм спускается на глубину 950 м в подольский горизонт, для перекрытия неустойчивых пород, в зонах от частичного до полного поглощения промывочной жидкости, в верхнекаменноугольной системы, мячковского и подольского подъярусов. Глубина спуска промежуточной колонны I определена с учетом изоляции зоны поглощения и водоносных горизонтов. Фактическая глубина спуска колонны уточняется геологической службой бурового предприятия по результатам бурения и данным ГИС. На промежуточную колонну II устанавливается

противовыбросовое оборудование для безопасного бурения под промежуточную колонну. Цементируется до устья.

Промежуточная колонна II диаметром 245 мм спускается на глубину 1770 м в заволжский надгоризонт, для перекрытия неустойчивых пород, склонных к обвалам, и прихватоопасных зон в верейско-мелекесских и черемшанских, алексинстских, тульских, бобриковских отложениях, зон от частичного до полного поглощения промывочной жидкости в прикамских, серпуховских, венево-михайловских, кизелово-черепетских и упинских отложениях. Глубина спуска промежуточной колонны II определена с учетом предупреждения гидроразрыва пород у башмака колонны в случае проявлений из нижележащих продуктивных горизонтов. Фактическая глубина спуска колонны уточняется геологической службой бурового предприятия по результатам бурения и данным ГИС. На промежуточную колонну II устанавливается противовыбросовое оборудование для безопасного вскрытия проявляющих продуктивных пластов при бурении под эксплуатационную колонну. Цементируется до глубины 800 м.

Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм спускается на глубину 3050 м со вскрытием черноморского горизонта, для перекрытия пород склонных к обвалам, и прихватоопасных зон в задонских, петинских, нижефранских и черноморских отложениях, зон поглощений промывочной жидкости в елецких, семилукских, евлано-ливенских и семилукских отложениях; разобщения продуктивных пластов и их испытания после окончания бурения. Цементируется до глубины 1620 м.

Проектная конструкция скважины обеспечивает:

- доведение скважины до проектной глубины;
- предотвращение осложнений в процессе бурения;
- условия, позволяющие полностью использовать потенциальные возможности технических средств и технологических процессов.

3.1.2 Расчет глубины спуска промежуточной колонны

Минимально необходимая глубина спуска промежуточной колонны определяется из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака колонны в процессе возможного нефтепроявления из продуктивного пласта (с наибольшим пластовым давлением).

Исходные данные:

Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	2967 (пласт D ₂ VII)
Вид флюида	нефть
Градиент пластового давления	1,1
Пластовое давление на глубине L, МПа	32,0
Градиент гидроразрыва пород $k_{гр}$	2,41
Плотность флюида в пластовых условиях ρ_0 , г/см ³	0,750
Давление насыщения, МПа	8,38
Относительная плотность газа по воздуху	1,01

Расчет:

1. При нефтепроявлении с глубины 2967 м

1.1 Внутреннее давление на устье при нефтепроявлении и закрытом устье:

$$P_{\text{в}} = (P_{\text{пл}} - 0.01 \cdot \rho_0 \cdot L) = 9,75 \text{ МПа}$$

1.2 Плотность флюида в колонне при этом:

$$\rho_{\text{оф}} = 100 \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{в}}) / L = 0.75$$

1.3 Минимально допустимая глубина спуска промежуточной колонны:

$$L = [(P_{\text{пл}} - 10^{-2} \cdot L \cdot \rho_0) / (10^{-2} \cdot (0.95 \cdot 1,05 \cdot k_{\text{гр}} - \rho_0))] = 589 \text{ м}$$

Исходя из проведенных расчетов, а также учитывая то, что промежуточная колонна должна перекрывать зоны возможных осложнений, глубину спуска промежуточной колонны II принимаем равной 1470 м с установкой башмака в известняки михайловского горизонта, устойчивые к разрушению и характеризующиеся отсутствием зон развития трещиноватости.

Таблица 3.1 – Общие сведения о конструкции скважины

Наименование колонны	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Интервал спуска колонны, м	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м
1	2	3	4	5
Удлиненное направление	584,2	530.0	0 – 16	до устья
Кондуктор	490.0	426.0	0 – 460	до устья
Промежуточная колонна I	393.7	323.9	0 – 950	до устья
Промежуточная колонна II	295.3	244.5	0 – 1770	800
Эксплуатационная колонна	215.9	146.1	0 – 3050	1620

3.2 Буровые растворы

3.2.1 Обоснование плотности бурового раствора

В соответствие с требованиями п. 210, 211 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» плотность бурового раствора определена с учетом создания столбом раствора гидростатического давления в скважине при вскрытии продуктивного пласта, превышающего пластовое давление на величину:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

При этом противодействие на горизонты должно исключать возможность гидроразрыва пород или поглощение раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

Результаты расчета плотности бурового раствора, необходимой для безаварийного вскрытия продуктивных пластов проектируемой скважины приведены в таблице 5.2.

Таблица 3.2 – Расчет плотности бурового раствора

Глубина, м	Градиент пластового давления	Расчет по величине необходимого превышения гидростатического давления над пластовым		Плотность промывочной жидкости, принятая в проекте, кг/м ³
		коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым	плотность промывочной жидкости, кг/м ³	
1	2	3	4	5
16	1.0	1.10	1058.6	1140
465	0.98	1.10	1079.1	1140
950	1.01	1.10	1089.9	1000-1020*
1770	1.04	1.05	1061	1100-1130
2580	1.07	1.05	1102.2	1100-1120
(нефтепроявление) 2832	1.1	1.05	1133.1	1160
(нефтепроявление) 2926	1.1	1.05	1133.1	1160
(нефтепроявление) 2967	1.1	1.05	1133.1	1160

Примечание: * – плотность принята с учетом прохождения зон полных поглощений и создания минимальных репрессий на поглощающие пласты.

Для строительства проектируемой скважины с учетом геологического разреза и ожидаемых осложнений рекомендуются следующие значения плотности промывочной жидкости при бурении под обсадные колонны:

- удлиненное направление Ø 530 мм в интервале 0-16 м
– 1140 кг/м³
- кондуктор Ø 426 мм в интервале 16-465 м
– 1140 кг/м³
- промежуточная колонна I Ø 324 мм в интервале 465-950 м
– 1000-1020* кг/м³
- промежуточная колонна II Ø 245 мм в интервале 950-1770 м
– 1100-1130 кг/м³
- эксплуатационная колонна Ø 146 мм в интервале 1770-3050 м
– 1100-1160 кг/м³

3.2.2 Обоснование выбора типов применяемых буровых растворов

Основным критерием выбора типа буровых растворов является их способность обеспечивать строительство высококачественных и рентабельных скважин с минимальным негативным воздействием на окружающую природную среду и фильтрационные свойства продуктивных пластов.

Выбор типа буровых растворов, их свойств и параметров основан на соблюдении следующих требований:

- снижение отрицательного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов;
- обеспечение качественной промывки ствола скважины, очистки забоя от выбуренной породы;
- сокращение объемов отработанных буровых растворов, возможности повторного их использования;

- возможность приготовления и обработки буровых растворов на оборудовании, поставляемом в комплекте буровой установки и циркуляционной системы.

Тип бурового раствора выбирается с учетом минералогического состава и свойств горных пород, слагающих разрез скважин.

Целью утяжеления и химической обработки бурового раствора является создание требуемого противодействия на вскрываемые напорные пласты, предотвращение осложнений, связанных с потерей устойчивости горных пород, их размыва, осыпей и обвалов, обеспечение рационального режима бурения и промывки скважин, создание благоприятных условий работы породоразрушающего инструмента и бурильной колонны.

На основе анализа материалов по строительству скважин-аналогов в данном районе, для бурения проектируемой скважины принимаются следующие типы буровых растворов по интервалам бурения:

➤ *интервал 0 – 16 м*

Интервал представлен четвертичными отложениями. Литологически разрез представлен, в основном, песками, песчаниками, глинами, опоками и суглинками. Породы, слагающие разрез в этом интервале склонны к осыпям и обвалам. Промывочная жидкость, рекомендуемая для бурения в данном интервале, должна обладать свойствами укрепления стенок скважины.

Для бурения данного интервала рекомендуется полимерглинистый буровой раствор плотностью 1140 кг/м³.

➤ *интервал 16 – 465 м*

Интервал бурения приурочен к отложениям меловой, юрской и верхней каменноугольной системам. Литологически интервал бурения представлен глинами, песками, песчаниками, алевролитами и известняками. При бурении данного интервала возможны обвалы, осыпи и прихватоопасные зоны в меловых и юрских отложениях.

Для бурения данного интервала рекомендуется полимерглинистый буровой раствор плотностью 1140 кг/м³.

➤ *интервал 465-950 м*

Интервал приурочен к отложениям верхнекаменноугольной системы, мячковского, подольского и каширского подъярусов. Литологически интервал бурения представлен известняками, доломитами с прослоями глин.

При бурении возможны от частичного до полного поглощения промывочной жидкости в гжелских, касимовских, мячковских, подольских отложениях, поэтому бурение интервала 460-950 м рекомендуется на технической воде с применением бустерной технологии для создания минимальных репрессий на поглощающие пласты.

➤ *интервал 950-1770 м*

Интервал приурочен к отложениям каширского, верейского, мелекесского подъярусов, башкирского, серпуховского, окского, турнейского ярусов, кровле заволжского подъяруса. Литологически интервал бурения представлен

известняками, доломитами, песчаниками, алевролитами, глинами и аргиллитами.

При бурении возможны осыпи и обвалы пород в верейских, мелекесских и черемшанских, алексинских, тульских и бобриковских отложениях; от частичного до полного поглощения в башкирских, серпуховских, веневских, михайловских, кизелово-черепетских и упинских отложениях.

Для бурения данного интервала рекомендуется полимерглинистый буровой раствор плотностью 1100-1130 кг/м³ для создания минимальных репрессий на поглощающие пласты.

➤ *интервал 1770-3050 м*

Интервал приурочен к отложениям верхне- и среднедевонской системы. Литологически интервал бурения представлен известняками, доломитами, мергелями, ангидритами, песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами и известняками.

При бурении возможны осыпи и обвалы пород в задонском надгоризонте, петинском горизонте, нижнефранском, живетском и верхнеэйфельском ярусах, поглощения в нижнефаменском, верхнефранском ярусах.

Перспективные пласты в ардатовском и воробьевском горизонтах имеют поровый тип коллектора.

Бурение рекомендуется вести на полимерглинистом буровом растворе плотностью 1110-1120 кг/м³ (в интервале 1770-2580 м) и 1160 кг/м³ (в интервале 2580-3050 м), обеспечивающим устойчивость стенок скважины, качественную очистку скважины от выбуренного шлама, максимальное сохранение свойств продуктивных горизонтов.

В состав раствора вводится доломитовый утяжелитель, обеспечивающий утяжеление раствора до требуемой плотности и придание раствору высоких поверхностно-кольматирующих свойств.

Сведения о параметрах буровых растворов приведены в таблице 5.3.

3.2.3 Типы и параметры буровых растворов

Таблица 3.3 – Типы и параметры буровых растворов

Наименование (тип) раствора	Интервал бурения, м		Плотность кг/м ³	Услов- ная вяз- кость, сек.	Фильтрация, см ³ 30 мин.	Статическое напряжение сдвига, дПа через мин		Толщина филтра- ционной корки, мм	pH
	от	до				1	10		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Полимерглинистый буровой раствор	0	16	1140	50-70	6-8	10-30	30-60	1.0-1.5	8-10
Полимерглинистый буровой раствор	16	465	1140	50-70	6-8	10-30	30-60	1.0-1.5	8-10
Техническая вода	465	950	1000- 1020*	-	-	-	-	-	-
Полимерглинистый буровой раствор	950	1770	1100-1130	45-60	4-6	10-20	20-40	0.5-1.0	10-11

Полимерглинистый буровой раствор*)	1770	3050	1100-1160	45-60	4-6	10-20	20-40	0.5-1.0	10-11
------------------------------------	------	------	-----------	-------	-----	-------	-------	---------	-------

Примечание: - Согласно п.215 ПБНГП допустимое отклонение плотности бурового раствора не более 30кг/м³ от установленной рабочим проектом величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений и осложнений).

- В качестве альтернативного варианта возможно бурение под эксплуатационную колонну на полимерглинистом хлоркалиевом буровом растворе.

- *Применением бустерной технологии для создания минимальных репрессий на поглощающие пласты

3.2.4 Расход химреагентов по интервалам бурения

Удлиненное направление, 0 – 16м

Полимерглинистый буровой раствор $\gamma = 1140 \text{ кг/м}^3$

Глинопорошок ПБМА	– 50 кг/м ³
АК-640	– 2,5 кг/м ³
КССБ-2М	– 5 кг/м ³
КМЦ -9В	– 2.5 кг/м ³
Сода кальцинированная	– 2.5 кг/м ³
Мраморная крошка (Доломитовый утяжелитель)	– по расчету

Кондуктор 16– 465 м

Полимерглинистый буровой раствор $\gamma = 1140 \text{ кг/м}^3$

Глинопорошок ПБМА	– 50 кг/м ³
АК-640	– 2,5 кг/м ³
КССБ-2М	– 5 кг/м ³
КМЦ -9В	– 2.5 кг/м ³
Сода каустическая	– 2.5 кг/м ³
Глитал (ФК-2000+)	– 10 кг/м ³
Пеногаситель ПЭС-1	– 0,3 кг/м ³
Мраморная крошка (Доломитовый утяжелитель)	– по расчету

Промежуточная колонна I 465-950 м

Техническая вода с применением бустерной технологии.

Промежуточная колонна II 950-1770 м

Полимерглинистый буровой раствор $\gamma = 1100-1130 \text{ кг/м}^3$

Глинопорошок ПБМА	– 50 кг/м ³
АК-640	– 2,5 кг/м ³
КССБ-2М	– 5 кг/м ³
КМЦ -9В	– 2.5 кг/м ³
Сода каустическая	– 2.5 кг/м ³
Глитал (ФК-2000+)	– 10 кг/м ³
Пеногаситель ПЭС-1	– 1 кг/м ³
Мраморная крошка (Доломитовый утяжелитель)	– по расчету

Эксплуатационная колонна 1770-3050 м

Полимерглинистый буровой раствор $\gamma = 1110-1160 \text{ кг/м}^3$

Глинопорошок ПБМА	– 80 кг/м ³
АК-640	– 2,5 кг/м ³
КССБ-2М	– 5 кг/м ³
КМЦ -9В	– 2,5 кг/м ³
Сода каустическая	– 2,5 кг/м ³
Глитал (ФК-2000+)	– 10 кг/м ³
Пеногаситель ПЭС-1	– 1 кг/м ³
Мраморная крошка (Доломитовый утяжелитель)	– по расчету

Примечания.

1. Возможно применение альтернативных систем буровых растворов указанной плотности, обеспечивающих качество строительства скважины.

2. На поверхности необходимый запас бурового раствора в количестве не менее 2-х объемов скважины согласно п. 217, п. 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 19.04.2013г. №28222.

3. При ликвидации поглощений добавлять наполнитель (кордовое волокно, опилки, гермопор, подсолнечная лузга, ореховая шелуха, резиновая крошка и др.) разных фракций от 5 % до 40 %. Закачка «мягких пробок» (тампона) в зону поглощения.

3.3. Данные о бурильном инструменте, трубах

3.3.1 Буровые долота (бурголовки, забойный двигатель)

- 584,2 VU-KL11TG674 – бурение, проработка;
- 555 V-C11T-R628 – бурение, проработка;
- 393.7 IADC 214 разбурив. обратного клапана и башмака, цем. стакана;
393.7 IADC 515 – бурение,
393.7 IADC 215 – проработка;
- 295.3 IADC 625 – разбурив. обратного клапана и башмака, цем. стакана;
295.3 IADC S422 - бурение,
295.3 IADC 537 – проработка,
- 215.9 IADC 625 – разбурив. обратного клапана и башмака, цем. стакана;
215.9 IADC M423 (DSH1716M) – бурение
215.9 IADC 625 – проработка;
- Бурголовка 215.9/101.6 PDS (CR-171.4/101.6 DBS) – отбор керна;
- ДРУ-240РС, ДРУ 2-172РС.

Допускается применение других типов буровых долот, забойных двигателей, бурголовок и керноотборных снарядов отечественных и зарубежных производителей с аналогичными типоразмерами по коду IADC.

3.3.2 Бурильные трубы

- СБТ (ТБИ) IEU 127х9.19 «G-105» (по расчету)
- СБТ (ТБИ) IEU 127х12,7 «X-95» (по расчету)

Допускается применение другой конструкции компоновки бурильной колонны с обеспечением нормативного коэффициента запаса прочности.

3.3.3 Утяжеленные бурильные трубы

- УБТ-ЕН 229 х 90
- УБТ-ЕН 203 х 80
- УБТ-ЕН 178 х 71
- УБТ-ЕН 165 х 71

3.3.4 Керноотборные инструменты

SECURITY DBS" 171.4 х 101.6 (или КЕМБРИЙ СКУ 172/100)

3.3.5 Обсадные трубы

- 530 мм х НОРМКБ
- 426 мм х 11 мм НОРМКБ
- 324 мм х 11 мм ОТТМА
- 245 мм х 10 мм ОТТМА
- 146 мм х 9.5 мм ОТТМА

3.3.6 Насосно-компрессорные трубы

НКТ -73 мм х 5.5 мм «Д» с высаженными концами (В.К.)

3.4 Конструкция низа бурильных колонн, режим бурения

3.4.1. Бурение под удлиненное направление

Бурение, проработка: Р - с навеса; n = 60 об/мин; Q = 45-50 л/сек

1. Долото 584,2 мм
2. УБТ-ЕН 229х90 – 18 м

3.4.2 Бурение под кондуктор

Бурение: Р = до 13 т; n = 60-80 об/мин; Q = 45-55 л/сек

1. Долото 555 МС
2. УБТ-ЕН 229х90 – 9 м
3. КЛС-555
4. УБТ-ЕН 229х90 – 18 м
5. ЦС-555
6. УБТ-ЕН 229х90 – 18 м
7. УБТ-ЕН 203х80 – по расчету м
8. УБТ-ЕН 178х71 – 18 м

Проработка: Р = 5 – 6 т; n = 60-80 об/мин; Q = 45-55 л/сек

1. Долото 555 МС
2. КЛС-555
3. УБТ-ЕН 229х90 – 18 м
4. ЦС-555

5. УБТ-ЕН 229х90 – 18 м
6. УБТ-ЕН 203х80 – 9 м
7. УБТ-ЕН 178х71 – 18 м

3.4.3 Бурение под промежуточную колонну I

Бурение: $P = 16-18$ т; $n = 60-80$ об/мин; $Q = 38-55$ л/сек

1. Долото 393.7
2. УБТ-ЕН 229х90 - 9 м
3. КЛС-393.7 МС
4. УБТ-ЕН 229х90 - 18 м
5. ЦС-390 МС
6. УБТ-ЕН 229х90 – 18 м
7. УБТ-ЕН 203х80 – по расчету
7. УБТ-ЕН 178х71 – 27 м

Проработка: $P = 5 - 6$ т; $n = 60-80$ об/мин; $Q = 38-55$ л/сек

1. Долото 393.7
2. КЛС-393.7 МС
3. УБТ-ЕН 229х90 – 18 м
4. ЦС-390 МС
5. УБТ-ЕН 229х90 – 18 м
6. УБТ-ЕН 203х80 – 27 м
7. УБТ-ЕН 178х71 – 27м

3.4.5 Бурение под промежуточную колонну II

Бурение: $P = 8-12$ т; $n = 60-80$ об/мин; $Q = 40-45$ л/сек

1. Долото 295.3
2. ДРУ-240 РС
3. УБТ-ЕН 203х80 – 9 м
4. КЛС-295.3 СТ
5. УБТ-ЕН 203х80 – 18 м
6. ЦС-292.7 СТ
7. УБТ-ЕН 203х80 – 18 м
8. УБТ-ЕН 178х71 – по расчету
9. УБТ-ЕН 165х71 – 27 м

Проработка: $P = 5-6$ т; $n=60-80$ об/мин; $Q = 40-45$ л/сек

1. Долото 295.3
2. КЛС-295.3 СТ
3. УБТ-ЕН 203х80 – 9 м
4. ЦС-292.7 СТ
5. УБТ-ЕН 203х80 – 27 м
6. УБТ-ЕН 178х71 – 27 м
7. УБТ-ЕН 165х71 – 27 м

3.4.6 Бурение под эксплуатационную колонну

Бурение: $P = 10-15$ т; $n = 60-80$ об/мин; $Q = 28-30$ л/сек

1. Долото 215.9
2. ДРУ 2-172 РС
3. УБТ-ЕН 178х71 – 9 м
4. КЛС-215.9 СТ
5. УБТ-ЕН 178х71 – 18
6. ЦС-214.3 СТ
7. УБТ-ЕН 178х71 – 18
8. УБТ-ЕН 165х71 – по расчету
9. Ясс
10. УБТ-ЕН 165х71 – 27 м

Проработка $P =$ до 5 т; $n=60$ об/мин; $Q = 28-30$ л/сек

1. Долото 215.9
2. КЛС-215.9 СТ
3. УБТ-ЕН 178х71 – 9 м
4. ЦС-214.3 СТ
5. УБТ-ЕН 178х71 – 36 м
6. УБТ-ЕН 165х71 – 63 м

3.5 Временные нормы на механическое бурение скважин № 1 Марфинской площади

Стратиграфия	Интервал залегания	Тип и размер долота	Код IADC	Вид работ	Нормы	
					проходка на долото, м	время бурения 1-го метра, час
Четвертичная система	0-16	584,2 VU-KL11TG674	111	бурение проработка	300	0,20
Меловая, юрская системы, гжельский ярус	16-465	555 V-C11T-R628	111	бурение проработка	150 600	0,25 0.04
Верхний отдел каменноугольной системы+мячковский+ подольский+каширский подъярусы	460-950	393.7 (IADC 214)	214	разбуривание	100	0,2
		393.7 (IADC 515)	515	бурение	150	0.25
		393.7 (IADC 215)	215	проработка	600	0.04
Каширский подъярус- башкирский+серпуховский+ окский+турнейский ярусы, заволжский надгоризонт	950-1770	295.3 (IADC 625)	625	разбуривание	100	0.20
		295.3 (IADC S422)	S422	бурение	200	0.25
		295.3 (IADC 537)	537	проработка	400	0.05
Франский+фаменский+ живетский ярусы	1770-2580 2580-3050	215.9 (IADC 625)	625	разбуривание	100	0.20
		215.9 (IADC M423)	M423	бурение	150	0.27-0.35
		215.9 (IADC M423)	M423	бурение	120	0.27-0.38
		215.9 (IADC 625)	625	проработка	400	0.06
		бурголовка 215.9/101.6 PDS (CR-171.4/101/6 DBS)	PDC	отбор керна	42	1.0

3.6 Цементирование обсадных колонн

Выбор тампонажных растворов осуществляется на основании горно-геологических условий проводки скважины (пластовых давлений, температурных условий, возможных осложнений) в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 2013г. с внесёнными изменениями (приказ №1 от 12.01.2015г.) и «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин» РД 39-00147001-767-2000.

Удлиненное направление

Удлиненное направление диаметром 530 мм спускается на глубину 16 м и цементируется до устья тампонажным раствором плотностью 1840 кг/м³ на основе портландцемента ПЦТ I - СС- 50 ГОСТ 1581–96.

Тампонажный раствор:

ПЦТ I-СС-50

вода техническая

Кондуктор

Кондуктор диаметром 426 мм спускается на глубину 465 м и цементируется до устья тампонажным раствором плотностью 1840 кг/м³ на основе портландцемента ПЦТ I - СС- 50 ГОСТ 1581–96.

Объём буферной жидкости, равный 6 м³, рекомендуется из условия обеспечения высоты столба буферной жидкости в кольцевом пространстве не менее объема высоты кондуктора, предлагаемая рецептура буферной жидкости обеспечивает придание моющих свойств.

Буферная жидкость 6 м³ - 1040 кг/м³:

вода техническая

МБП-С-100

Тампонажный раствор:

ПЦТ I-СС-50

вода техническая

Промежуточная колонна I

Промежуточная колонна диаметром 324 мм спускается на глубину 950 м и цементируется до устья следующими тампонажными растворами:

- в интервале 880-950 м тампонажным раствором плотностью 1840 кг/м³ на основе портландцемента ПЦТ I - СС- 50 ГОСТ 1581–96 (прямое цементирование);

- в интервале 0– 880 м облегченным тампонажным раствором плотностью 1520 кг/м³ на основе портландцемента ПЦТ III - Об 5-50 ГОСТ 1581–96 (встречное цементирование).

Тампонажный раствор:

ПЦТ I -СС-50

вода техническая

Тампонажный облегченный раствор:

ПЦТ III - Об 5-50

вода техническая

Промежуточная колонна II

Промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 1780 м и цементируется до устья следующими тампонажными растворами:

- в интервале 1730-1770 м тампонажным раствором плотностью 1840 кг/м³ на основе портландцемента ПЦТ I - СС- 50 ГОСТ 1581-96;
- в интервале 800– 1730 м облегченным тампонажным раствором плотностью 1520 кг/м³ на основе портландцемента ПЦТ III - Об 5-50 ГОСТ 1581-96.

Тампонажный раствор:	ПЦТ I -СС-50 вода техническая
----------------------	----------------------------------

Тампонажный облегченный раствор:	ПЦТ III - Об 5-50 вода техническая
----------------------------------	---------------------------------------

Эксплуатационная колонна

Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм спускается на глубину 3050м и цементируется до глубины 1320 м от устья следующими тампонажными растворами:

- в интервале 2732-3050 м тампонажным раствором с повышенными изолирующими свойствами плотностью 1840 кг/м³ на основе портландцемента ПЦТ-I-G-СС-1 ГОСТ 1581-96;
- в интервале 1620-2732 м облегченным тампонажным раствором плотностью 1520 кг/м³ на основе портландцемента ПЦТ III - Об 5-50 ГОСТ 1581-96.

Объём буферной жидкости, равный 9 м³, рекомендуется из условия обеспечения оптимального времени воздействия буферной жидкости в кольцевом пространстве в интервале продуктивного пласта, предлагаемая рецептура обеспечивает придание буферной жидкости моющих свойств.

Буферная жидкость 9 м ³ - 1040 кг/м ³ :	вода техническая МБП-С-100
---	-------------------------------

Тампонажный облегченный раствор:	ПЦТ III - Об 5-50 вода техническая НТФ ПЭС-1 С-3
----------------------------------	--

Тампонажный раствор с повышенными изолирующими свойствами:	ПЦТ-I-G-СС-1 вода техническая НТФ ПЭС-1 С-3 Сульфацил
--	--

Для приготовления тампонажных растворов используются:

- портландцементы по ГОСТ 1581-96;
- С-3 – суперпластификатор;
- ПЭС-1 – пеногаситель (предупреждает естественную аэрацию тампонажного раствора, обеспечивает контроль за плотностью тампонажного раствора при затворении);
- сульфацил – водорастворимая гидроксиэтилцеллюлоза, структурообразователь (понижает фильтрацию тампонажных растворов;
- НТФ – замедлитель сроков схватывания.

Таблица 3.4 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Название колонны	Данные о каждой ступени цементирования					
	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	плотность тампонажного раствора, кг/м ³	интервал цементирования, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Удлиненное направление	1	10	Тампонажный раствор из ПЦТ-I-СС-50	1840	0	16
Кондуктор	1	10	Тампонажный раствор из ПЦТ-I-СС-50	1840	0	465
Промежуточная колонна I	1	10	Тампонажный облегченный из ПЦТ- III-О65-50	1520	0	880
			Тампонажный раствор из ПЦТ-I-СС-50	1840	880	950
Промежуточная колонна II	1	20	Тампонажный облегченный из ПЦТ- III-О65-50	1520	800	1730
			Тампонажный раствор из ПЦТ-I-СС-50	1840	1730	1770
Эксплуатационная колонна	1	20	Тампонажный облегченный из ПЦТ- III-О65-50	1520	1620	2732
			Тампонажный с повышенными изолирующими свойствами раствор из ПЦТ-I-G-СС-1	1840	2732	3050

Примечание – Возможно использование в качестве облегченного тампонажного раствора применение ЦБС.

3.7 Оборудование устья скважины

Таблица 3.5 – Спецификация устьевого оборудования

Обсадная колонна	Номер схемы обвязки ПВО по ГОСТ 13862-90	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и противовыбросового оборудования	Коли- чество, шт.
1	2	3	4
Кондуктор 426 мм	4	ОП4-425/80х21К1 ППГ-425х21	1 2
Промежуточная колонна I 324 мм	4	ОП4-350/80х35К1 ППГ-350х35	1 2
Промежуточная Колонна II 245 мм	5	ОП5-230/80х35К1: ППГ-230х35 ПУГ-230х35	1 2 1
Эксплуатационная колонна 146 мм	-	ОКК2-35х146х245х324К1 АФК2-65х35К1	1 1
(при перфорации)	2	ОП2-156/65х35К1: ПП2-156х35	1 1

3.8 Буровое и силовое оборудование

Буровая установка – Уралмаш 3Д-86

Насос УНБ-600 – 1 шт.

Дизель – генераторная станция АСДА-200 – 2 шт.

Дизель – генераторная станция АСДА-100 – 1 шт.

Котельная -1шт.