

Министерство науки и высшего образования Российской
Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

«Национальный исследовательский Томский
политехнический университет»

ИШПР
21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

КУРСОВАЯ РАБОТА

Проектирование куста скважин на Шингинском
месторождении

по дисциплине:

«Строительство скважин в осложненных условиях»

Вариант 2

Исполнитель:

Студент группы 2БМ02 Ханахмедов

(дата)

(подпись)

Руководитель:

Ст.
(ОДН, ИШПР)

Епихин А.В.

(дата)

(подпись)

Томск - 2021

Оглавление

Исходные данные.....	3
1. ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ.....	8
2.1 Характеристика Шингинского месторождения.....	12
2.2 Построение графика совмещенных давлений.....	12
2.3 Проектирование и обоснование типовой конструкции скважин.....	15
2.3.1 Глубины спуска и число обсадных колонн.....	15
2.3.2 Интервалы цементирования.....	16
2.3.3 Диаметры долот и обсадных колонн.....	17
2.3.3.1 Долото под эксплуатационную колонну.....	17
2.3.3.2 Долото под кондуктор.....	20
2.3.3.3 Долото под направление.....	21
2.4 Выбор устьевого оборудования.....	23
3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ.....	25
4. ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН.....	27
5. РАСЧЕТ ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН.....	32
6. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ.....	37
6.1. Подземное буровое оборудование.....	37
6.1.1 Выбор и обоснование типа долота.....	37
6.2 Оборудование для искривления скважины и контроля кривизны.....	44
6.2.1 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	44
6.2.2 Выбор типа телесистемы.....	47
6.3 Подземное оборудование для цементирования скважины.....	54
6.4 Наземное буровое оборудование.....	55
6.5. Наземное цементировочное оборудование.....	58
6.6 Обоснование способа цементирования.....	61
6.7 Выбор тампонажных растворов.....	63
6.8 Выбор буровых растворов.....	64
7. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ.....	69
Приложение 1.....	84

Исходные данные

Даны координаты точек вскрытия продуктивного пласта Шингинского месторождения для нескольких кустов. Они приведены в таблице 1. В таблице 2 приведены типовые осложнения по разрезу месторождения. В таблицах 3 и 4, соответственно, даны стратиграфия и физико-механические свойства пород по разрезу. В таблице 5 приведены градиенты давлений по разрезу.

Таблица 1 – Исходные данные

Точка вскрытия

X, м

Y, м

$H_{\text{вскрытия}}$, м

2 вариант

A

-2413

-1469

2950

B

-2702

-2568

3000

C

-4153

-1931

2984

D₁

-3407

-1476

2990

D₂

-3295

-1213

Таблица 2 – Осложнения по разрезу

Интервал по вертикали, м

Характеристика

от (верх)

до (низ)

Поглощения бурового раствора

0

260

Интенсивность - 1 м³/час

850

1720

Интенсивность - 5 м³/час

1750

1770

Интенсивность - 3 м³/час

2635

2685

Интенсивность - 1 м³/час

Неустойчивость стенок скважины

0

693

При плотности раствора <1140 кг/м³

850

1750

При плотности раствора <1140 кг/м³

1770

2282

При плотности раствора <1100 кг/м³

ММП

0

15

-

ГНВП

40

170

Вода

693

805

Вода

850

1720

Вода

2635

2650

Нефть

2650

2670

Вода

2700

2732

Нефть, вода

2880

2930

Вода

Прихваты

0

260

При плотности раствора <1140 кг/м³

260

693

При плотности раствора <1140 кг/м³

850

2282

При плотности раствора <1080 кг/м³

Продолжение таблицы 2

2635	2685	При плотности раствора <1080
		Прочие
260	693	Кавернообразование
850	1720	Кавернообразование, сужение
1770	2355	Незначительное кавернообразование,

Таблица 3 – Стратиграфическое деление разреза скважины

Глубина залегания,		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	Четвертичные отложения	Q	0,0		1,30
40	170	Некрасовская свита	Pg3 ^{2,3}	0,0		1,30
170	260	Чеганская свита	Pg2-3	0,0		1,30
260	430	Люлинворская свита	Pg2 ll	0,0		1,30
430	453	Талицкая свита	Pg1 tl	0,0		1,30
453	620	Ганькинская свита	K2 gn	0,0		1,30
620	693	Славгородская свита	K2 sl	0,0		1,30
693	805	Ипатовская свита	K2 ip	0,0		1,30
805	850	Кузнецовская свита	K2 kz	0,0		1,30
850	1720	Покурская свита	K1-2 pk	0,0		1,30
1720	1770	Алымская свита	K1 al	1,0		1,40
1770	2282	Киялинская свита	K1 kls	1,0		1,60
2282	2355	Тарская свита	K1 tr	1,0		1,20
2355	2615	Куломзинская свита	K1 klm	1,0		1,20
2615	2635	Баженовская свита	J3 bg	2,0		1,20
2635	2688	Васюганская свита	J3 vs	2,0		1,20
2688	2700	Тюменская свита	J1-2 tm	2,0		1,20

Таблица 4 - Физико-механические свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость	Глинистость, %	Карбонатность,	Сплотность породы	Твердость, 10 ⁷ Па	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е*10 ⁻⁴ МПа
	от	до												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q	0	40	Пески Супеси Суглинки	210 0 190	30 25- 30	0 2500 0	9 5 1			10 0 10	4 10 4	Мягкая Мягкая		0,05- 0,06 0,20
P _{g3} ²⁻³ Пк	40	170	Глины Пески	210 0	3 0	0 1000	9 5			10 0	4 10	Мягкая		0,04- 0,14
P _{g2-3} cg	170	260	Глины Пески	210 0	3 0	0 1000	9 5			10 0	4 10	Мягкая		0,04- 0,14
P _{g2} ll	260	430	Глины	2100	25	0	100			10	4	Мягкая		0,04- 0,14
P _{g1} tl	430	453	Глины Пески	220 0	2 5	0 10	9 5			10 0	4 10	Мягкая	1,6- 4,3	0,04- 0,14
K ₂ gn	453	620	Глины	2300	20	0	100	5		10	4	Мягкая		0,04- 0,14
K ₂ sl	620	693	Глины Песчаники	230 0	2 0	0 50-300	9 5	0 3		15 25	4 10	Мягкая	1,1- 4,5	0,04- 0,14
K ₂ ip	693	805	Глины Алевриты	230 0 220	1 6 2	0 25 50-300	9 5 2	2 3 3		15 20 25	4 6 10	Мягкая		0,04- 0,14
K ₂ kz	805	850	Глины	2400	16	0	100	2		20	4	Мягкая	1,1-4,5	0,04- 0,14

Продолжение таблицы 4

K ₁₋₂ pk	850	1720	Песчаники	2100	22	50-300	20	3		30	10	Средняя Мягкая		0,04- 0,14
			Глины	2400	16	0	95	2	25	4				
			Алевролит	2300	20	15	95	3	30	10				
K _i al	1720	1770	Глины	2400	15	0	95	3		30	4	Средняя	1,1-4,5 1,6-4,3	0,04- 0,14
			Песчаники	2200	22	20-50	5	3	30	10				
K ₁ kls	1770	2282	Глины	2400	20	0	95	5		30	4	Средняя	1,8-4,2 1,6-4,3	0,23- 3,06
			Песчаники	2200	20	10	15	5	35	10				
			Алевролит	2300	15	0	25	5	30	3				
K ₁ tr	2282	2355	Пески	2100	22	10	10	0		25	10	Средняя		
			Алевролит	2300	12	0	25	5	35	4				
			ы	2400	5	0	95	5	50	4				
K ₁ klm	2355	2615	Глины	2400	20	0	95	5		35	4	Средняя		
			Пески	2100	22	10	20	0	25	10				
J ₃ bg	2615	2635	Аргиллиты	2400	5	0	95	5		70	4	Средняя		
J ₃ vs	2635	2688	Песчаники	2300	15	5-100	20	5		65	10	Средняя	1,1-4,5 1,6-4,3	0,09- 2,87
			Аргиллиты	2400	5	0	95	5	80	4				
			Глины	2400	20	0	95	5	35-40	4				
			Угли	1200	0	0	0	0	40	5				
J ₁₋₂ tm	2688	2700	Аргиллиты	2400	5	0	90	5		120	4	Твердая Средняя Мягкая		
			Алевролит	2300	10	5	40	5	70	5				
			ы Угли	1200	0	0	0	0	40	6				
			Песчаники	2300	15	5-100	20	5	80	10				

Таблица 5 - Градиенты давлений и температура по разрезу скважины

Индекс стра- тиграфиче- ского под- разделени- я	Интервал по		Градиент давления												Температур а в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва			горного			°С	источн ик получе- ния
			МПа/м		источ-	МПа/м		источ-	МПа/м		источн	МПа/м		источ-		
			от (верх)	до (низ)	ник получ е-ния	от (верх)	до (низ)	ник получ е-ния	от (верх)	до (низ)	ик получе- ния	от (верх)	до (низ)	ник получ е-ния		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	16
Q	0	40	0,0	0,0	ПГФ	0,0	0,0	ПГФ	0,000	0,020	РФЗ	0,00	0,022	ПГФ	12	ПГФ
Pg ₃ ²⁻³	40	170	0	1	ПГФ	0	1	ПГФ	0	0	РФЗ	00	0	ПГФ	16	ПГФ
nk	17	260	0,0	0,0	ПГФ	0,0	0,0	ПГФ	0,020	0,020	РФЗ	0,02	0,022	ПГФ	19	ПГФ
	0	430	1	1	ПГФ	1	1	ПГФ	0	0	РФЗ	20	0	ПГФ	24	ПГФ
Pg ₂₋₃	26	453	0,0	0,0	ПГФ	0,0	0,0	ПГФ	0,020	0,020	РФЗ	0,02	0,022	ПГФ	25	ПГФ
cg	0	620	1	1	ПГФ	1	1	ПГФ	0	0	РФЗ	20	0	ПГФ	30	ПГФ
Pg _{2 ll}	43	693	0,0	0,0	ПГФ	0,0	0,0	ПГФ	0,020	0,020	РФЗ	0,02	0,022	ПГФ	35	ПГФ
Pg _{1 tl}	0	805	1	1	ПГФ	1	1	ПГФ	0	0	РФЗ	20	0	ПГФ	37	ПГФ
K _{2 gn}	45	850	0,0	0,0	ПГФ	0,0	0,0	ПГФ	0,020	0,020	РФЗ	0,02	0,022	ПГФ	38	ПГФ
K _{2 sl}	3	172	1	1	РФЗ	1	1	РФЗ	0	0	РФЗ	20	0	ПГФ	56	ПГФ
K _{2 ip}	62	0	0,0	0,0	РФЗ	0,0	0,0	РФЗ	0,020	0,020	РФЗ	0,02	0,022	ПГФ	57	ПГФ
K _{2 kz}	0	177	1	1	РФЗ	1	1	РФЗ	0	0	РФЗ	20	0	ПГФ	74	ПГФ
K ₁₋₂	69	0	0,0	0,0	РФЗ	0,0	0,0	РФЗ	0,020	0,019	РФЗ	0,02	0,022	ПГФ	77	ПГФ
pk K ₁	3	228	1	1	РФЗ	1	1	РФЗ	0	0	РФЗ	20	0	ПГФ	85	ПГФ
al K ₁	80	2	0,0	0,0	РФЗ	0,0	0,0	РФЗ	0,019	0,018	РФЗ	0,02	0,023	ПГФ	99	ПГФ
kl _s K ₁	5	235	1	1	РФЗ	1	1	РФЗ	0	9	РФЗ	20	0	ПГФ	10	ПГФ
tr K ₁	85	5	0,0	0,0	РФЗ	0,0	0,0	РФЗ	0,018	0,018	РФЗ	0,02	0,024	ПГФ	3	ПГФ
klm J ₃	0	261	1	1		1	1		9	9		30	0		10	
bg J ₃		5	0,0	0,0		0,0	0,0		0,018	0,018		0,02	0,024		4	

1. ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ

Подбор оптимального расположения кустового основания. Местоположение кустовой площадки выбиралось в соответствии с оптимальными значениями отходов и расположением стволов скважин относительно друг друга (рисунок 1).

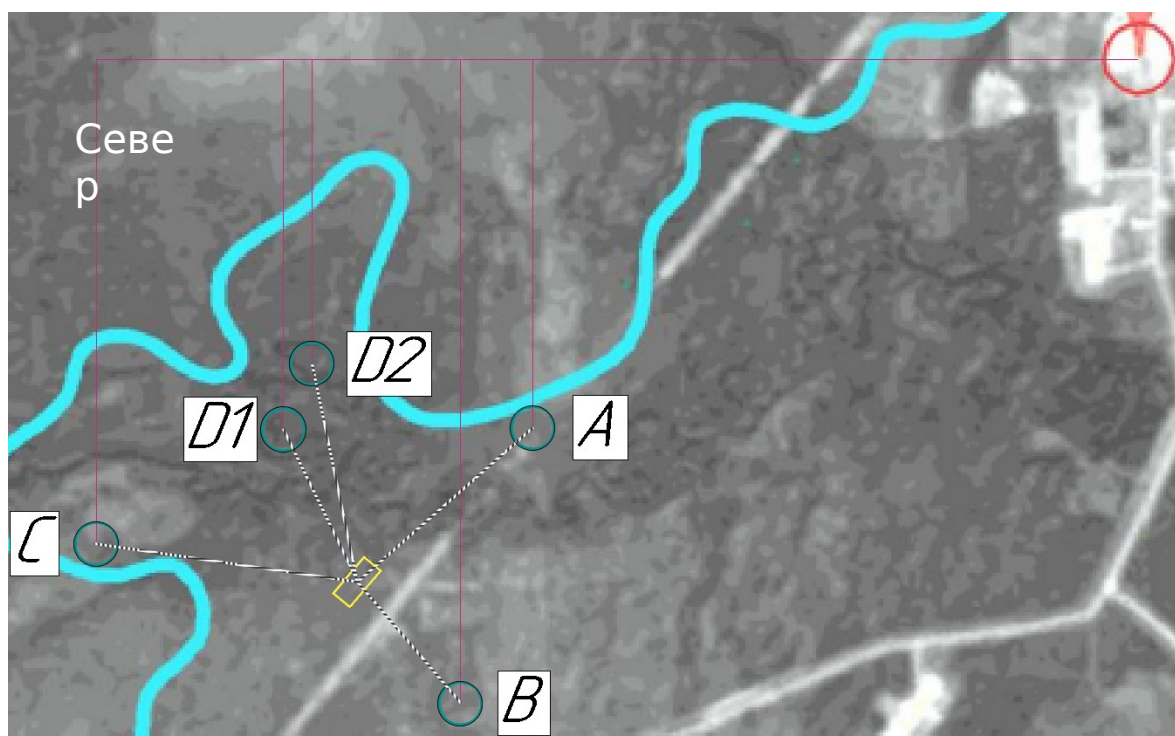


Рисунок 1 – Схематическое расположение кустовой площадки

Определение порядка разбуривания скважин. Порядок разбуривания скважин осуществлялся на основе оптимального варианта бурения с кустовой площадки, при котором направления на проектные забои скважин близки к перпендикулярным по отношению к НДС, а совпадение НДС и направлений на проектные забои нежелательно и должно быть минимальным.

Очередь бурения зависит от величины угла, измеряемого от НДС до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки. В первую очередь бурятся скважины, для которых этот угол составляет 120-240° (I сектор), причем сначала скважины с большими зенитными углами. Во вторую очередь - скважины, горизонтальные проекции которых образуют с НДС угол, равный 60-120° и 240-300° (II сектор), и вертикальные скважины. В последнюю очередь бурятся скважины, для которых указанный угол ограничен секторами 0-60° и 300-360° (III сектор), причем сначала скважины с меньшими зенитными углами. На рисунке 2 приведено расположение горизонтальных проекций стволов скважин относительно НДС. Также были определены азимуты горизонтальных проекций скважин (рисунок 3). Таким образом, составлена последовательность бурения скважин и определены азимуты скважин, которые приведены в таблице 6.

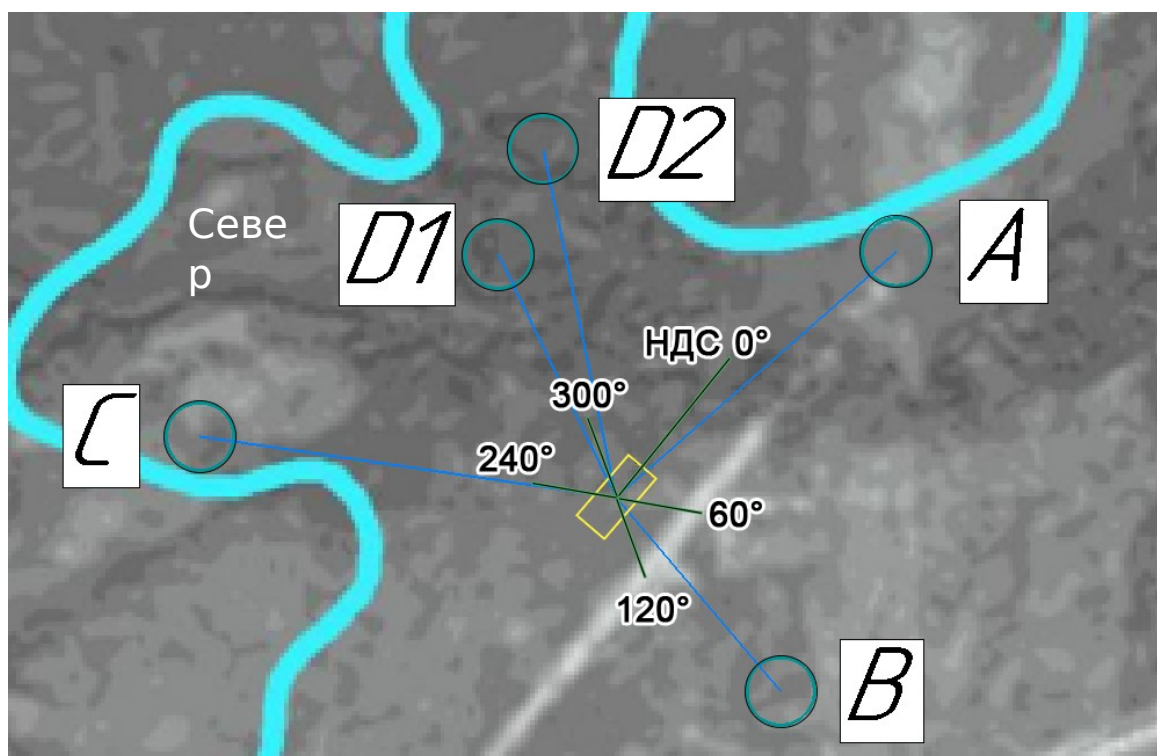


Рисунок 2 - Расположение горизонтальных проекций расстояний до точек вскрытия относительно НДС

Таблица 6 - Порядок разбуривания и азимуты скважин

Очередь разбуривания	Точка вскрытия	Азимут, d°m'	Величина отхода, м
1	С	278°21'	1050,94
2	В	139°41'	635,47
3	D1	334°11'	674,81
4	D2	348°12'	889,28
5	А	48°44'	931,59

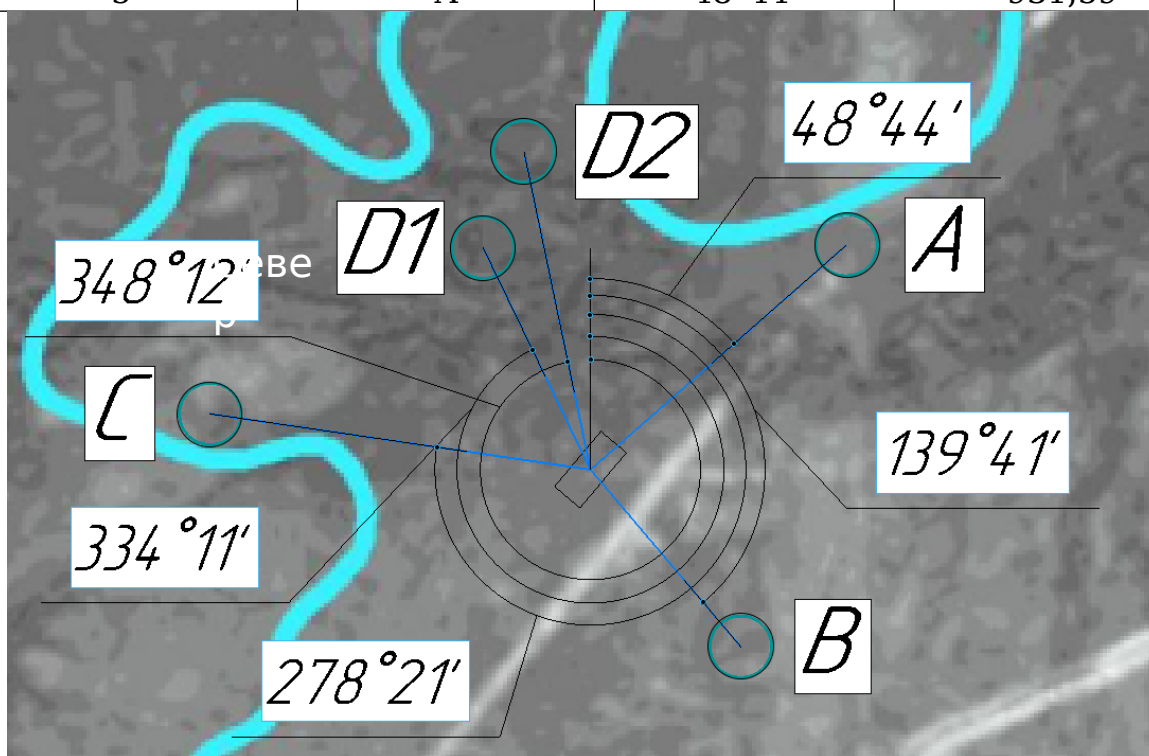


Рисунок 3 - Азимутальные углы горизонтальных проекций скважин

Инфраструктура для сообщения с кустовой площадкой. Выбор расположения кустовой площадки и необходимость обустройства инфраструктуры определялись исходя из общей существующей инфраструктуры близлежащей части месторождения. На рисунке 4 отображена существующая инфраструктура Шингинского месторождения. Расстояние от центрального пункта (нулевой

точки) по проложенным дорогам до проектируемой кустовой площадки составляет около 7 километров.

В целях обустройства инфраструктуры была определена необходимость прокладки 150 метров дороги/тропы до куста от существующей дорожной сети. Вертолетная площадка расположена в центральной части месторождения (нулевой точки), поэтому ее строительство в области кустовой площадки не предусматривается. Таким образом, путь до проектируемой кустовой площадки осуществляется наземным транспортом по существующей дорожной сети (~7000 м) с учетом дополнительно проложенной (150 м) (рисунок 5).

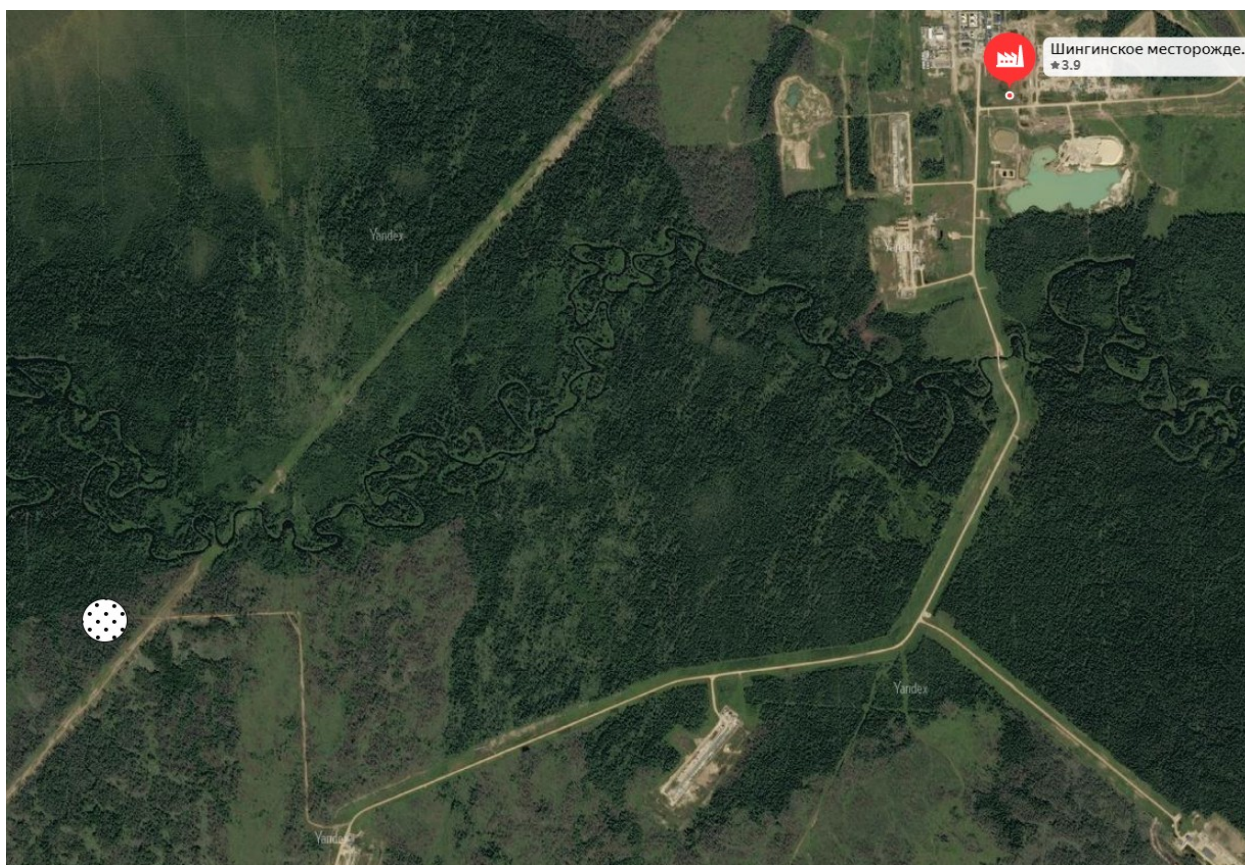


Рисунок 4 – Шингинское месторождение (вид со спутника)

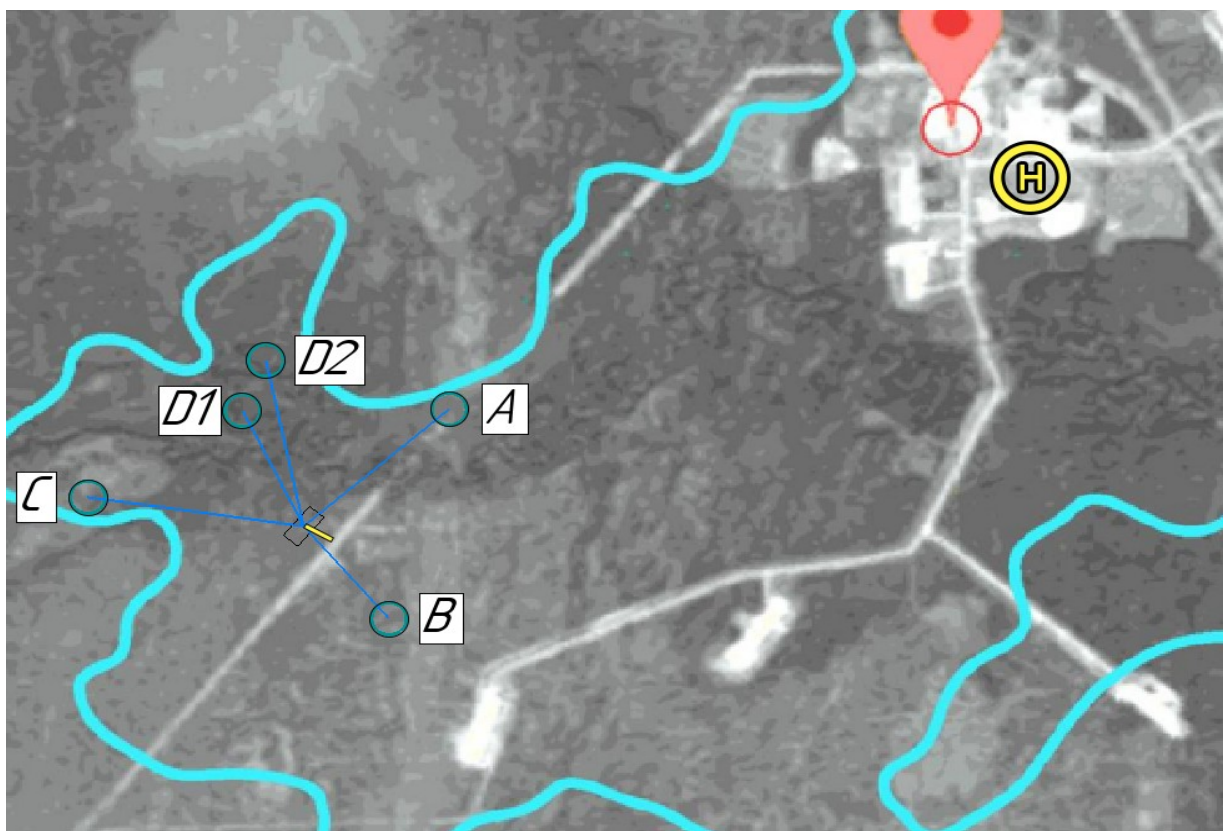


Рисунок 5 – Обустройство инфраструктуры для сообщения с кустовой площадкой

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН И ВЫБОР УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Характеристика Шингинского месторождения

Средний дебит скважин на Шингинском месторождении варьируется от 150 до 200 м³/сут [1].

Разрез Шингинского месторождения представлен палеозойскими отложениями, слагающими фундамент и мощной толщей мезозойско-кайнозойских отложений, образующих платформенный осадочный чехол.

Общая толщина палеогеновых отложений 410 м. Юрские отложения представлены терригенными осадками тюменской, васюганской и баженовской свит общей толщиной 190-250 м. Песчано-алевролитовый пласт Ю1¹⁻² верхневасюганской подсвиты (оксфорд-киммеридж) содержит промышленные скопления нефти. Шингинское поднятие является одним из внутририфтовых поднятий, вытянутых вдоль северо-западного борта Пудинского мегавала.

2.2 Построение графика совмещенных давлений

На график совмещенных давлений в соответствии с данными, представленными в таблице 5, наносятся точки градиентов пластового давления $gradP_{пл}$ и давления гидроразрыва $gradP_{гр}$, строятся кривые градиентов давлений.

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений – изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным, предоставлен на рисунке 6.

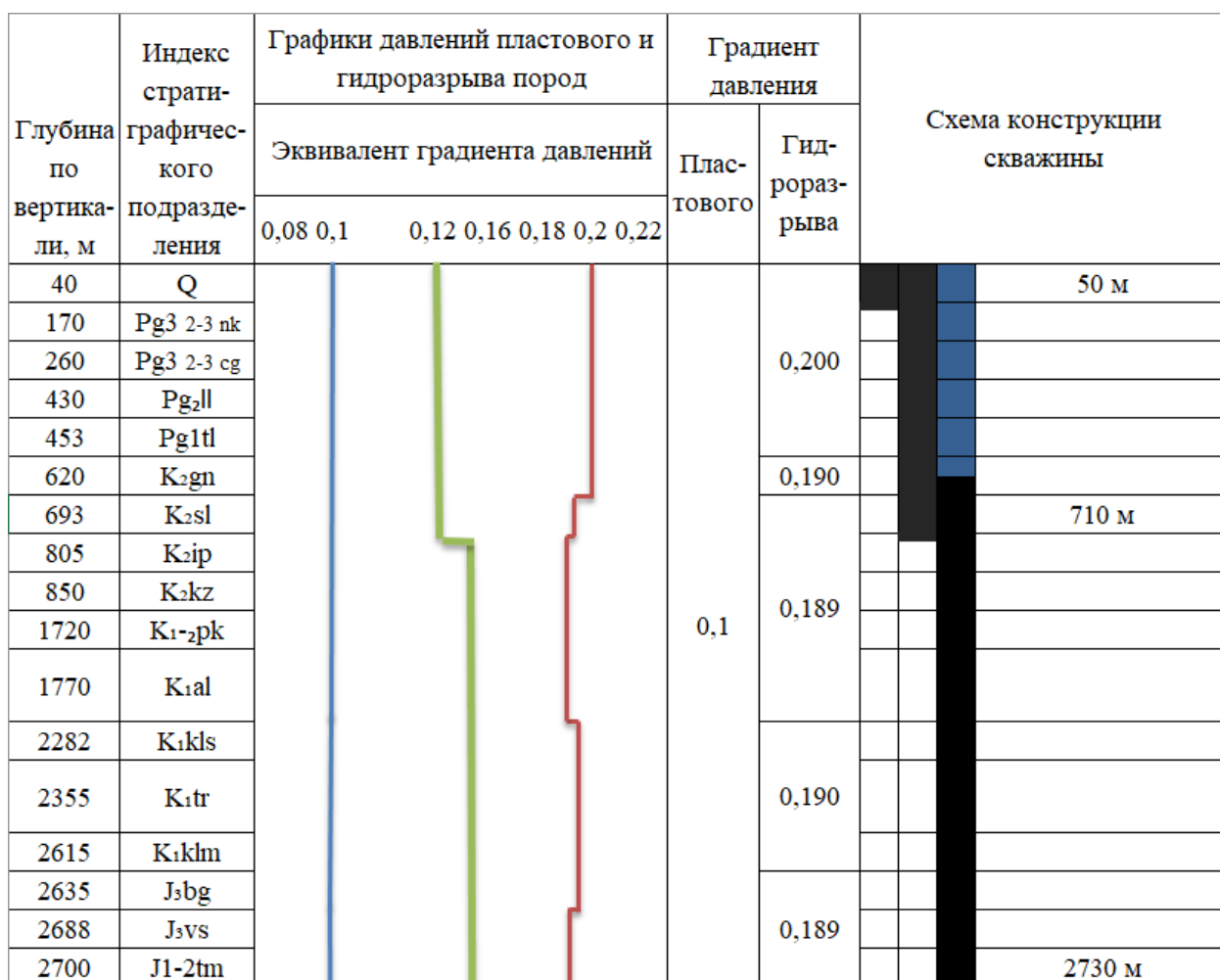


Рисунок 6 – График совмещенных давлений

На графике совмещенных давлений так же представлено давление, оказываемое столбом жидкости бурового раствора с проектной плотностью 1150 кг/м³ до глубины 693 метра, и плотностью 1175 кг/м³ для интервала

693-2730 метров. По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ08-624-03, плотность бурового раствора должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления, превышающего пластовое на величину: 10% для интервалов бурения глубиной до 1200 метров, 5% для интервалов бурения глубиной от 1200 до 2500 метров.

Проверим возможность применимости буровых растворов с выбранными плотностями (1150 кг/м³ и 1175 кг/м³). Проведем сравнение пластового давления на исследуемой глубине и гидростатического давления, которое оказывает столб жидкости бурового раствора.

Пластовое давление на глубине 1200 метров составляет:

$$P_{пл} = g \cdot \rho_{пл} \cdot H = 10^4 \cdot 1200 = 12 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (1)$$

Гидростатическое давление, оказываемое столбами жидкости растворов с плотностью 1150 и 1175 кг/м³:

$$P_1 = \rho_1 \cdot g \cdot H = 1150 \cdot 9,81 \cdot 1200 = 13,54 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (2)$$

$$P_2 = \rho_2 \cdot g \cdot H = 1175 \cdot 9,81 \cdot 1200 = 13,83 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (3)$$

Давление столбов жидкости данных плотностей превышает пластовое давление на глубине 1200 метров на 13 и 15 %, что соответствует правилам безопасности. Таким образом, предварительно можно оценить применимость растворов с возможными плотностями на проектных глубинах.

Выбор плотности растворов также основывается на данных об имеющихся осложнениях.

Буровой раствор с плотностью 1150 кг/м^3 , используемый на глубине до 693 метра позволяет избежать следующие осложнения:

а) неустойчивость стенок скважины на глубине 0-693 метра (при плотности раствора $<1140 \text{ кг/м}^3$);

б) прихваты на глубине 0-260 метров и 260-693 метра (при плотности раствора $<1140 \text{ кг/м}^3$).

Буровой раствор с плотностью 1175 кг/м^3 , используемый на глубине 693-2730 метров позволяет избежать следующие осложнения:

а) неустойчивость стенок скважины на глубине 850-1750 метра (при плотности раствора $<1140 \text{ кг/м}^3$) и на глубине 1770-2282 (при плотности раствора $<1100 \text{ кг/м}^3$);

б) прихваты на глубине 850-2282 метров и 2635-2685 метра (при плотности раствора $<1080 \text{ кг/м}^3$).

Таким образом, предварительно дана оценка применимости буровых растворов с исследуемыми плотностями на исследуемых интервалах.

2.3 Проектирование и обоснование типовой конструкции скважин

2.3.1 Глубины спуска и число обсадных колонн

Согласно исходным данным и графику совмещенных давлений, техническая колонна не предусматривается, ввиду отсутствия несовместимых условий бурения (НУБ), в таком случае конструкция скважины является одноколонной и состоит из:

а) направление;

б) кондуктор;

в) эксплуатационная колонна.

1. Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении интервала под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия интервала четвертичных отложений (см. таблице 3) на 10 м. Четвертичные отложения в нашем случае залегают на глубине 40 м, при этом условии глубину спуска направления принимаем равной 50 метров.

2. Глубина спуска кондуктора определяется из условия множества факторов, в том числе: количество продуктивных пластов и их глубины залегания, градиента пластового давления, градиента давления гидроразрыва, плотности нефти и фактора осложненных участков. По формуле 4 рассчитываем минимальную глубину спуска кондуктора на основе исходных данных:

$$H_k = \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_{\phi}}{\text{grad } P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}} = \frac{(0,01 \cdot 2730 - 0,01 \cdot 2730 \cdot 0,725) \cdot 1,1}{0,0189 - 0,01 \cdot 0,725} = 709 \text{ м} \quad (4)$$

где $P_{пл}$ - максимальное пластовое давление в скважине, МПа;
 H - глубина скважины, м; γ_{ϕ} - плотность флюида, г/см³;
 $\text{grad } P_{гр}$ - градиент гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, МПа/м.

Глубину спуска кондуктора принимаем равной 710 метров. При данном значении перекрываются некоторые участки осложнения по разрезу, а именно:

а) поглощение бурового раствора на глубине в интервале 0-260 метров (интенсивность - 1 м³/час);

б) неустойчивость стенок скважины на глубине 0-693 метра (при плотности раствора <1140 кг/м³);

- в) водоносный горизонт на глубине 40-170 метров;
- г) прихваты на глубине 0-260 метров и 260-693 метра (при плотности раствора $<1140 \text{ кг/м}^3$);
- д) область кавернообразования на глубине 260-693 метра.

3. Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. Поскольку продуктивный пласт Тюменской свиты залегает на глубине 2700 метров, тогда, с учетом перекрытия, глубина спуска эксплуатационной колонны будет составлять 2730 метров.

2.3.2 Интервалы цементирования

1. Направление цементируется на всю глубину спуска, и интервал цементирования составляет 0-50 м.
2. Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, и интервал цементирования составляет 0-710 м.
3. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Следовательно, интервал цементирования составляет 560-2730 м.

Таблица 7 – Глубины спуска и интервалы цементирования обсадных колонн

Обсадная колонна	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м
Направление	50	0-50
Кондуктор	710	0-710
Эксплуатационная колонна	2730	560-2730

2.3.3 Диаметры долот и обсадных колонн

2.3.3.1 Долото под эксплуатационную колонну

Дебит нефтеносного пласта составляет 150-200 м³/сут. По таблице 8, на основе данных по дебиту, выбираем ориентировочный диаметр эксплуатационной колонны.

Таблица 8 - Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м³/сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м³/сут	Ориентировочный диаметр, мм
1	2	3	4
<40	114,3	<75	114,3
40-100	127,0	75-250	114,3; 127,0; 146,1
100-150	146,1	250-500	146,1; 168,3; 177,8
150-300	168,3; 177,8	500-1000	168,3; 177,8
>300	177,8	1000-5000	177,8; 244,5

Ориентировочный диаметр эксплуатационной колонны составляет 168,3 мм.

Затем, по таблице 9 на основе ориентировочного размера эксплуатационной колонны согласовываем наружный диаметр соединительной муфты.

Таблица 9 - Основные размеры обсадных труб и соединительных муфт к ним по ГОСТ 632-80

Наружный диаметр обсадной трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм		Диапазон варьирования внутреннего диаметра, мм		Наружный диаметр соединительной муфты, мм		Толщина стенок обсадной трубы, мм
	минимальная	максимальная	от	до	нормальный	уменьшенный	
1	2	3	4	5	6	7	8
114,3	5,2	10,2	103,9	93,9	127,0 (133,0)	123,8	5,2; 5,7; 6,4; 7,4; 8,6; 10,2
127,0	5,6	10,7	115,8	105,6	141,3 (146,0)	136,5	5,6; 6,4; 7,5; 9,2; 10,7
139,7	6,2	10,5	127,3	118,7	153,7 (159,0)	149,2	6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5
146,1	6,5	10,7	133,0	124,6	166,0	156,0	6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7
168,3	7,3	12,1	153,7	144,1	187,7	177,8	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1
177,8	5,9	15,0	166,0	147,8	194,5 (198,0)	187,3	5,9; 6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0
193,7	7,6	15,1	178,5	163,5	215,9	206,4	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1
219,1	6,7	14,2	205,7	190,7	244,5	231,8	6,7; 7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2
244,5	7,9	15,9	228,7	212,7	269,9	257,2	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8; 15,9

Наружный диаметр обсадной трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм		Диапазон варьирования внутреннего диаметра, мм		Наружный диаметр соединительной муфты, мм		Толщина стенок обсадной трубы, мм
	минимальная	максимальная	от	до	нормальный	уменьшенный	
1	2	3	4	5	6	7	8
273,1	7,1	16,5	258,9	240,1	298,5	285,8	7,1; 8,9; 10,2; 11,4; 12,6; 13,8; 15,1; 16,5
298,5	8,5	14,8	281,5	268,9	323,9	-	8,5; 9,5; 11,1; 12,4; 14,8
323,9	8,5	14,0	306,9	265,9	351,0	-	8,5; 9,5; 11,0; 12,4; 14,0
339,7	8,4	15,4	322,9	308,9	365,1	-	8,4; 9,7; 10,9; 12,2; 13,1; 14,0; 15,4
351,0	9,0	12,0	333,0	327,0	376,0	-	9,0; 10,0; 11,0; 12,0

Продолжение таблицы 9

377,0	9,0	12,0	359,0	353,0	402,0	-	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
406,4	9,5	16,7	387,4	373,0	431,8	-	9,5; 11,1; 12,6; 16,7
426,0	10,0	12,0	406,0	402,0	451,0	-	10,0; 11,0; 12,0
473,1	11,1	-	450,9	-	508,0	-	11,1
508,0	11,1	16,1	485,8	475,8	533,4	-	11,1; 12,7; 16,1

Исходя из размера эксплуатационной колонны, равной 168,3 мм, наружный диаметр соединительной муфты равен 187,7 мм.

По таблице 10 определяем минимальную допустимую разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны.

Таблица 10 - Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

Условный диаметр обсадных труб, мм	Разность диаметров, мм
1	2
114,127	15
140,146	20
168, 178, 194, 219, 245,	25
273, 299	35
324, 340, 351, 377, 426	39-45

Разность диаметров ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 187,7 мм составляет 25 мм.

Проводим расчет долота под эксплуатационную колонну. Диаметр долота под эксплуатационную колонну вычисляем по формуле:

$$D_{\text{эк.д.расч.}} \geq D_{\text{эк.м}} + \Delta \quad (5)$$

где $D_{\text{эк.м}}$ - наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм; Δ - разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк.д.расч.}} \geq 187,7 + 25$$

$$D_{\text{эк.д.расч.}} \geq 212,7 \text{ мм}$$

По таблице 11 выбираем долото под эксплуатационную колонну.

Таблица 11 - Рекомендуемые значения диаметров долот

Тип долота	Диаметры, мм
1	2

Шарошечное долото	142,9; 152, 4; 155, 6; 215,9; 220,7; 295,3; 393,7; 444,5; 490,0; 508,0
Долото PDC	142,9; 152, 4; 155, 6; 215,9; 220,7; 295,3; 393,7; 444,5

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну выбираем долото PDC диаметром 215,9 мм.

2.3.3.2 Долото под кондуктор

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к.вн.}$ определяется по формуле:

$$D_{к.вн.} = D_{эк.д.} + (10 \div 14) \quad (6)$$

где $D_{эк.д.}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну; $(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри направления, принимаем равным 12 мм.

$$D_{к.вн.} = 215,9 + 12 = 227,9 \text{ мм}$$

Согласно внутреннему диаметру кондуктора, из таблицы 9 выбирается наружный диаметр кондуктора – 244,5 мм и наружный диаметр соединительной муфты – 269,9 мм.

Из таблицы 10 выбирается минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и обсадной колонны – 25 мм.

По формуле 5 производим расчет диаметра долота под кондуктор:

$$D_{к.д.расч.} \geq 269,9 + 25$$

$$D_{к.д.расч.} \geq 294,9 \text{ мм}$$

По таблице 11 для бурения интервала под кондуктор выбираем долото PDC диаметром 295,3 мм.

2.3.3.3 Долото под направление

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 6. С учетом зазора для свободного прохода долота внутри направления (10 мм) и диаметра долота под кондуктор (295,3 мм), внутренний диаметр направления:

$$D_{н.вн.} = 295,3 + 10 = 305,3 \text{ мм}$$

Согласно внутреннему диаметру направления, из таблицы 9 выбираем наружный диаметр кондуктора – 323,9 мм, и наружный диаметр соединительной муфты – 351,0 мм.

По таблице 10, на основе условного диаметра, выбирается минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, в нашем случае для 351 мм разность диаметров составляет 40 мм.

По формуле 5 производим расчет диаметра долота под кондуктор:

$$D_{н.д.расч.} \geq 351,0 + 40$$

$$D_{н.д.расч.} \geq 391,0 \text{ мм}$$

По таблице 11 для бурения интервала под направление выбираем шарошечное долото PDC диаметром 393,7 мм.

На рисунке 7 представлена типовая конструкция скважины, спроектированная на основе числа, глубин спуска, интервалов цементирования и диаметров колонн и соответствующих размеров долот под бурение интервала под каждую колонну.

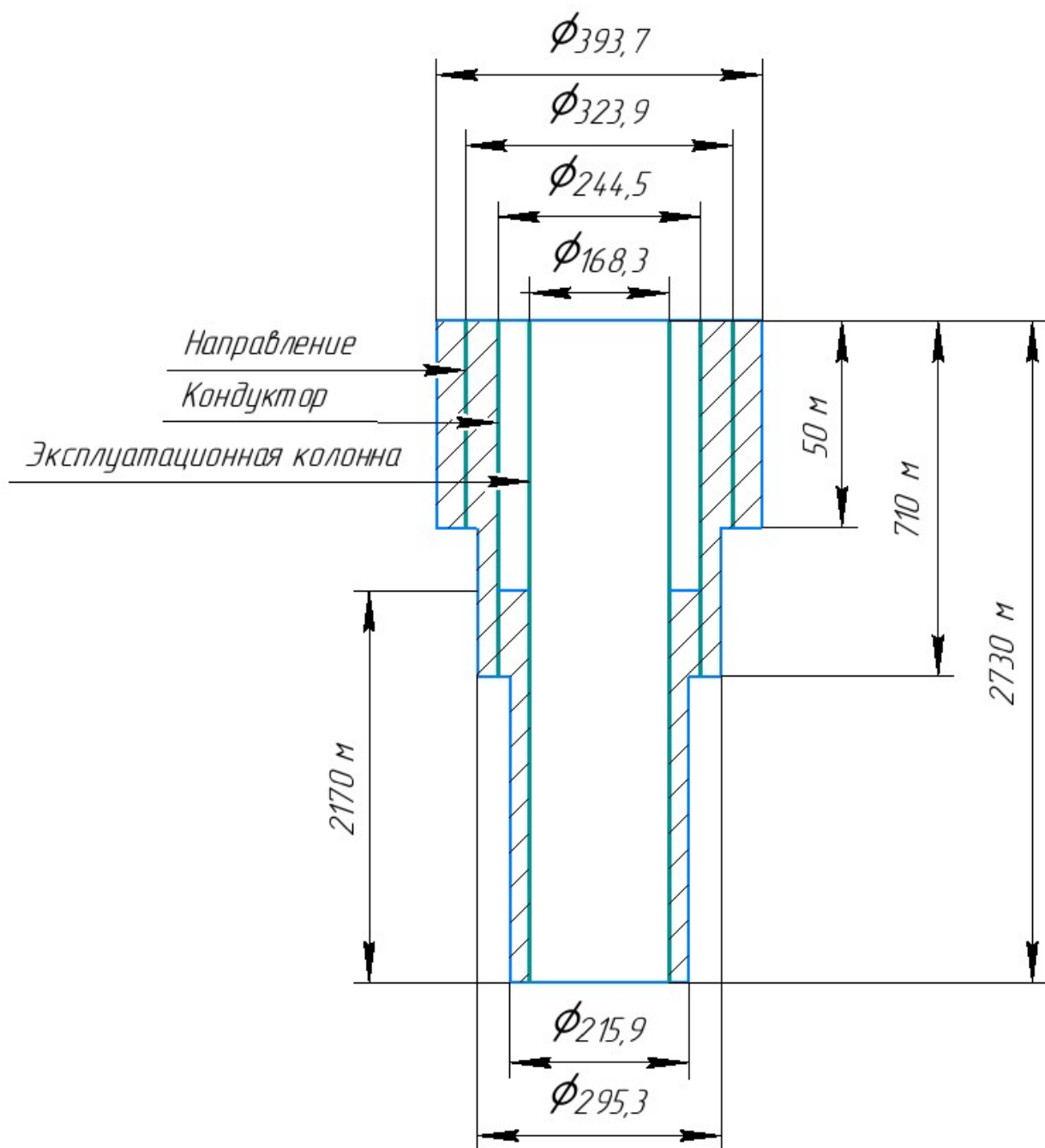


Рисунок 7 – Типовая конструкция скважины на Шингинском месторождении

2.4 Выбор устьевого оборудования

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении $P_{му}$, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 7, для каждого пласта:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} \quad (7),$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, Па; ρ_n – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м²/с; $H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Градиент пластового давления составляет 0,01 МПа/м. Отметка кровли первого нефтенасыщенного пласта составляет 2635 метров, второго – 2688 метров. Плотность нефти из первого пласта равна 720 кг/м³, из второго – 725 кг/м³. На основе данных значений проводится расчет максимального давления на устье:

$$P_{му.пл1} = 2635 \cdot 10^4 - 720 \cdot 9,81 \cdot 2635 = 7,738 \text{ МПа}$$

$$P_{му.пл2} = 2688 \cdot 10^4 - 725 \cdot 9,81 \cdot 2688 = 7,762 \text{ МПа}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 8:

$$P_{гнвп} = k \cdot P_{му} \quad (8)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый равным 1,1;

$$P_{гнвп.пл1} = 1,1 \cdot 7,738 = 8,51 \text{ МПа}$$

$$P_{гнвп.пл2} = 1,1 \cdot 7,762 = 8,54 \text{ МПа}$$

Давления опрессовки определяется по формуле 9:

$$P_{оп} = k \cdot P_{гнвп} \quad (9)$$

$$P_{оп1} = 1,1 \cdot 8,51 = 9,36 \text{ МПа}$$

$$P_{оп2} = 1,1 \cdot 8,54 = 9,40 \text{ МПа}$$

Из полученных значений давления опрессовки выбираем наибольшее. Подбор колонной головки

осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Таким образом, выбирается следующее устьевое оборудование:

1. Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-21-168x245 К1 ХЛ.

2. Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x14.

3. Фонтанную арматуру (в процессе освоения и эксплуатации) выбираем на основе данных по давлению. Шифр фонтанной арматуры: АФ6А-65/65-35.

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ

При бурении скважин должны быть соблюдены требования, предусмотренные «Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях» и «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

Площадка, предназначенная для монтажа буровой установки, должна быть свободна от наземных и подземных трубопроводов, кабелей, очищена от леса, кустарника, травы и спланирована в радиусе не менее 50 м.

Территория для размещения пожарной техники вокруг буровой площадки должна быть шириной не менее 12 м. Расстояние от площадки до устья скважины должно быть не более 15 м.

Буровые насосы с двигателями внутреннего сгорания могут быть смонтированы как в привышечном сарае, так и в отдельном помещении, которые следует строить из трудносгораемых материалов.

Топливные резервуары для двигателей внутреннего сгорания (ДВС) должны быть расположены на расстоянии не менее 40 м от наружных стен зданий и сооружений буровой.

Топливная емкость и установка должны иметь обвалование, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой и под агрегатные помещения во время их перекачки.

Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания буровых установок следует удалять на расстоянии не менее 15 м от устья скважины, не менее 5 м от боковой обшивки

приводного блока (при горизонтальной прокладке выхлопного трубопровода) и не менее чем на 1,5 м выше конька крыши приводного блока (при вертикальной прокладке выхлопных труб).

Выхлопные трубопроводы должны быть оборудованы искромаслоуловителями, а схема отводов выхлопных газов должна исключать их попадание на рабочие места буровой.

В местах прохода через стены, полы или крышу помещения выхлопные трубы следует монтировать в герметизирующих устройствах, изготовленных из негорючего материала с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

Размеры отверстий для этого устройства должны удовлетворять требованиям монтажа и демонтажа выхлопных труб.

Расположение трансформаторов (подстанций) должно исключать их затопление буровым раствором и ливневыми водами.

Помещение силового привода вышечного и насосного блоков буровой должно быть тщательно провентилировано от нефтяных паров: после проверки отсутствия взрывоопасной смеси в воздухе может быть допущена работа дизелей или электродвигателей.

Выкидные трубопроводы для отвода газа следует оборудовать факельной установкой, располагаемой с подветренной стороны на расстоянии не менее 60 м от устья скважины.

Площадь вокруг факельной установки в радиусе 15 м должна быть очищена от кустарника, травы и деревьев.

Территорию вокруг факельной установки в радиусе 30 м необходимо оградить и обозначить предупреждающими знаками.

Газ в факельной установке следует поджигать дистанционно запальным устройством.

Противопожарные мероприятия при ликвидации нефтяных выбросов и открытого фонтана при бурении (и эксплуатации) нефтяных и газовых скважин следует проводить в соответствии с «Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов».

Жилые, бытовые и административные вагончики для вахтовых бригад следует располагать на расстоянии, равном высоте вышки плюс 10 м, но не менее 60 м от устья скважины.

Чертеж кустовой площадки представлен в приложении П1.

4. ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН

Выбранное расположение кустовой площадки (см. рисунок 1) обеспечивает сравнительно одинаковые расстояния до точек вскрытия от устьев скважин, также исключается вероятность пересечения стволов скважин и необходимость построения пространственно-искривленных профилей. Построение профилей предусматривается на основе тангенциального метода.

Для пяти скважин с соответствующими точками вскрытия осуществлялся выбор типа профиля (J, S-образная, с тангенциальным профилем и с горизонтальным

окончанием) (таблица 12). Поскольку профили скважин не являются пространственно-искривленными, в таблице также указаны азимутальные углы.

Таблица 12 - Тип профиля скважин

Очередь разбуривания	Точка вскрытия	Отход, м	Глубина вскрытия, м	Профиль скважины	Азимутальный угол, d°m'
1	С	1050,94	2984	Тангенциальный	278°21'
2	В	635,47	3000	S-образный	139°41'
3	D1	674,81	2990	S-образный	334°11'
4	D2	889,28	2990	С горизонтальным окончанием	348°12'
5	А	931,59	2950	J-образный	48°44'

Для **четвертой** разбуриваемой скважины с точкой вскрытия D₂ был выбран профиль с горизонтальным окончанием по виду профиля. Отход до точки вскрытия для данной скважины составляет 889,28 метров и обеспечивает возможность проектирования участка набора зенитного угла с интенсивностью до 2 град/10 метров и размещение УЭЦН (интенсивность искривления менее 2 град/30 метров) для данного вида профиля, глубина точки вскрытия - 2990 метров.

Профиль с горизонтальным окончанием состоит из направляющей части (вертикальный участок и участок набора зенитного угла) и горизонтального участка. Глубина начала искривления - 2085,82 метра. Длина ствола скважины на участке набора зенитного угла - 1400,05 метров, длина горизонтального участка ствола скважины - 200 метров.

Проектная интенсивность искривления - 0,63 град/10 метров (таблица 13). Горизонтальная проекция и профиль ствола скважины с точкой вскрытия D_2 представлены на рисунках 8 и 9 соответственно.

Таблица 13 - Параметры профиля ствола скважины (точка вскрытия D₂)

Глубина по вертикали, м		Зенитный угол, град		Отклонение, м		Глубина по стволу, м		Интенсивность искривления, град/10 м
на интервале	всего	нч.	кч.	на интервале	всего	на интервале	всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-100	100,00	0	0	0	0	0-100	100	0
100-200	200,00	0	0	0	0	100-200	200	0
200-300	300,00	0	0	0	0	200-300	300	0
300-400	400,00	0	0	0	0	300-400	400	0
400-500	500,00	0	0	0	0	400-500	500	0
500-600	600,00	0	0	0	0	500-600	600	0
600-700	700,00	0	0	0	0	600-700	700	0
700-800	800,00	0	0	0	0	700-800	800	0
800-900	900,00	0	0	0	0	800-900	900	0
900-1000	1000,00	0	0	0	0	900-1000	1000	0
1000-1100	1100,00	0	0	0	0	1000-1100	1100	0
1100-1200	1200,00	0	0	0	0	1100-1200	1200	0
1200-1300	1300,00	0	0	0	0	1200-1300	1300	0
1300-1400	1400,00	0	0	0	0	1300-1400	1400	0
1400-1500	1500,00	0	0	0	0	1400-1500	1500	0
1500-1600	1600,00	0	0	0	0	1500-1600	1600	0
1600-1700	1700,00	0	0	0	0	1600-1700	1700	0
1700-1800	1800,00	0	0	0	0	1700-1800	1800	0
1800-1900	1900,00	0	0	0	0	1800-1900	1900	0
1900-2000	2000,00	0	0	0	0	1900-2000	2000	0
2000-2100	2100,00	0	1,26	0-0,21	0,21	2000-2100	2100	0,63
2100,00-2199,62	2199,62	1,26	7,56	0,21-7,81	7,81	2100-2200	2200	0,63
2199,62-2297,85	2297,85	7,56	13,86	7,81-26,29	26,29	2200-2300	2300	0,63
2297,85-2393,46	2393,46	13,86	20,16	26,29-55,40	55,40	2300-2400	2400	0,63
2393,46-2485,27	2485,27	20,16	26,46	55,40-94,89	94,89	2400-2500	2500	0,63
2485,27-2572,24	2572,24	26,46	32,76	94,89-144,18	144,18	2500-2600	2600	0,63
2572,24-2653,25	2653,25	32,76	39,06	144,18-202,74	202,74	2600-2700	2700	0,63

2653,25- 2727,34	2727,3 4	39,0 6	45,3 6	202,74- 269,79	269,7 9	2700- 2800	280 0	0,63
2727,34- 2793,63	2793,6 3	45,3 6	51,6 6	269,79- 344,60	344,6 0	2800- 2900	290 0	0,63
2793,63- 2851,31	2851,3 1	51,6 6	57,9 6	344,60- 426,24	426,2 4	2900- 3000	300 0	0,63
2851,31- 2899,66	2899,6 6	57,9 6	64,2 6	426,24- 513,71	513,7 1	3000- 3100	310 0	0,63
2899,66- 2938,14	2938,1 4	64,2 6	70,5 6	513,71- 605,95	605,9 5	3100- 3200	320 0	0,63
2938,14- 2966,29	2966,2 9	70,5 6	76,8 6	605,95- 701,86	701,8 6	3200- 3300	330 0	0,63
2966,29- 2983,71	2983,7 1	76,8 6	83,1 6	701,86- 800,30	800,3 0	3300- 3400	340 0	0,63
2983,71- 2990,00	2990,0 0	83,1 6	90	800,30- 900,00	900	3400- 3500	350 0	0,63
2990,00- 2990,00	2990,0 0	90	90	900,00- 1000,00	1000	3500- 3600	360 0	0
2990,00- 2990,00	2990,0 0	90	90	1000,00- 1089,28	1089, 28	3600- 3685,87	368 5,87	0

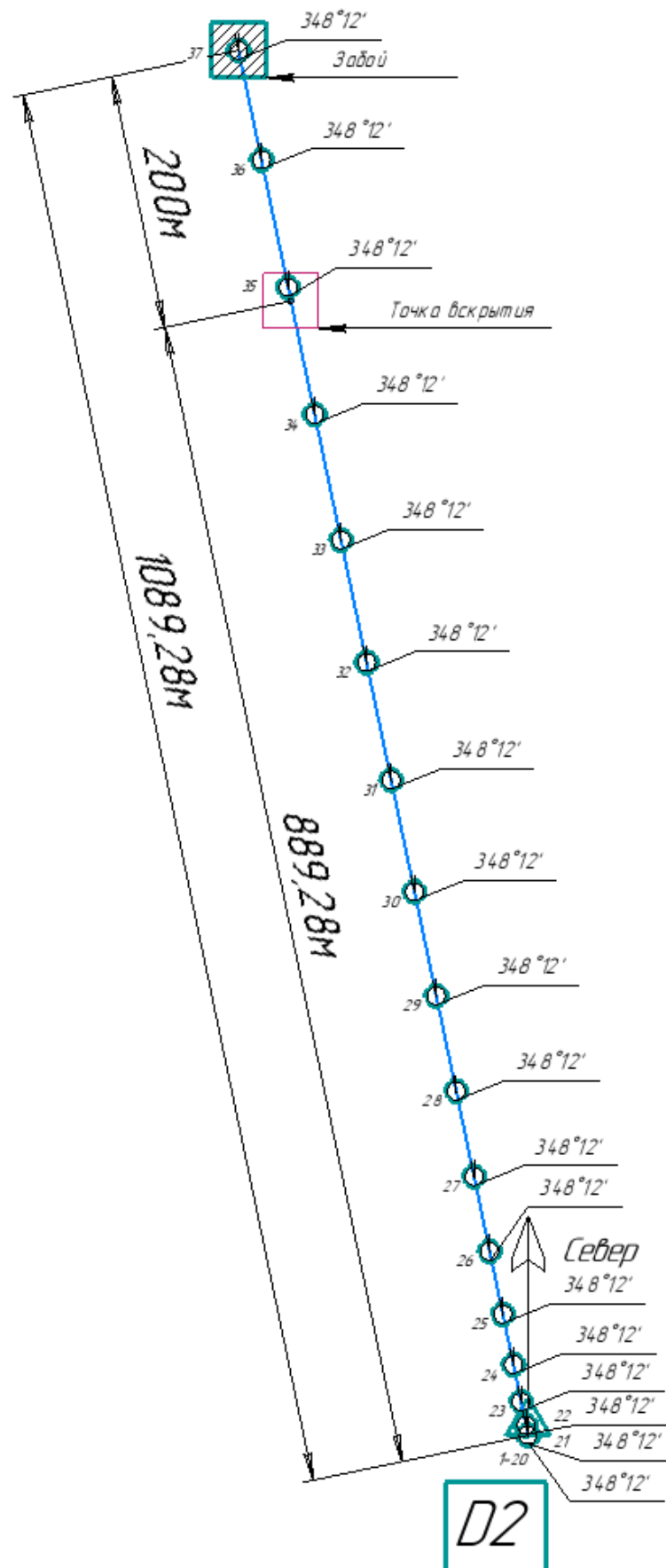


Рисунок 8 – Горизонтальная проекция (в соответствии с азимутальным углом) ствола скважины с точкой вскрытия D₂

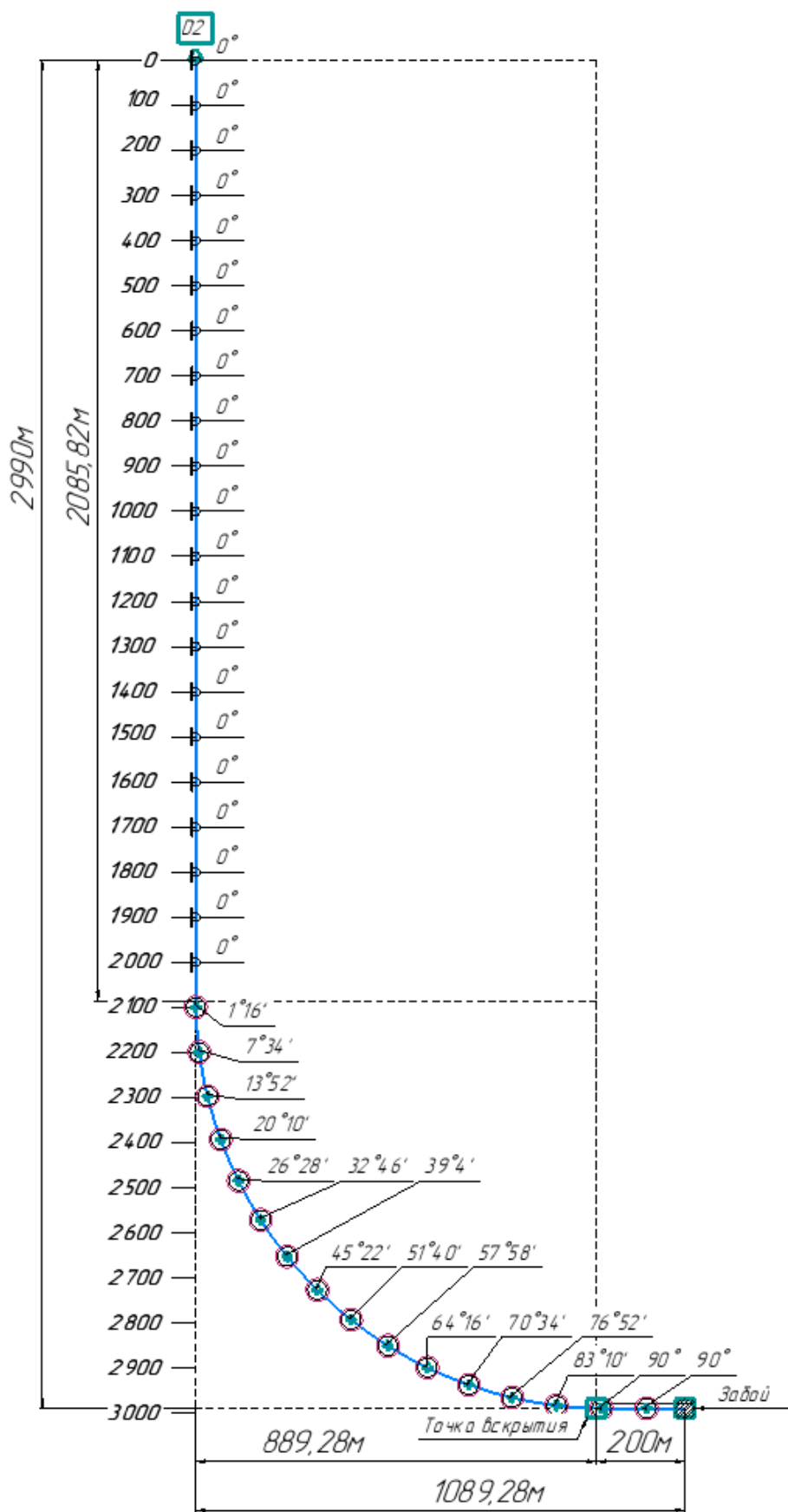


Рисунок 9 – Профиль скважины с горизонтальным окончанием (с точкой вскрытия D₂)

5. РАСЧЕТ ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН

В соответствии с построенными в задании 4 профилями для каждой точки вскрытия, определяются и рассчитываются исходные данные для расчета, построения и анализа вероятности расхождения профилей. Синим выделен проектный профиль из 4-го задания, розовым – расчетный профиль.

Профиль с горизонтальным окончанием с точкой вскрытия D_2 . Первым шагом так же производим расчет радиуса кривизны окружности, описывающей участок искривления, для данного профиля характерен участок набора зенитного угла. Поскольку проектная величина интенсивности искривления участка набора зенитного угла для достижения точки вскрытия D_1 составляет $i_{D_1}=0,63 \text{ град}/10 \text{ метров}$, то на основании этого значения производим расчет радиуса кривизны для участка набора зенитного угла (рисунок 10).

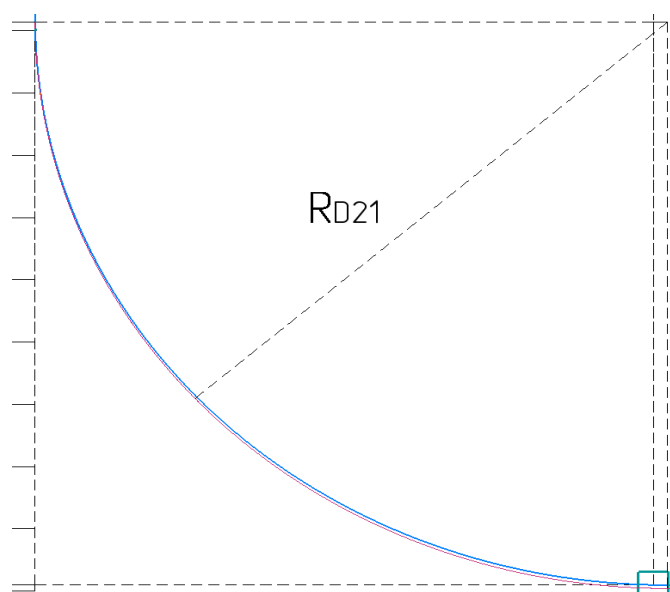


Рисунок 10 – Радиус кривизны окружности участка
искривления для точки вскрытия D_2

$$R_{D_2} = \frac{180}{0,063 \cdot \pi} = 909,918 \text{ м}$$

На основании данных по начальному и конечному зенитным углам участка искривления рассчитываем значение величины центрального угла и длины дуги окружности:

$$\alpha_{D_2} = |88,20 - 0,00| = 88,20^\circ$$

$$l_{D_2} = \frac{3,14 \cdot 909,918}{180} \cdot 88,2 = 1400,00 \text{ м}$$

Рассчитываем величину отхода участка набора зенитного угла:

$$b_{D_2} = R_{D_2} (1 - \cos(\alpha)) = 909,918 \cdot (1 - \cos(88,2^\circ)) = 881,34 \text{ м}$$

Длина горизонтального участка принимается равной 200 метров (см. задание 4).

Результаты расчетов данных для проекции профиля с горизонтальным окончанием ствола представлены в таблице 14, а расчетная проекция данного профиля – на рисунке 10.

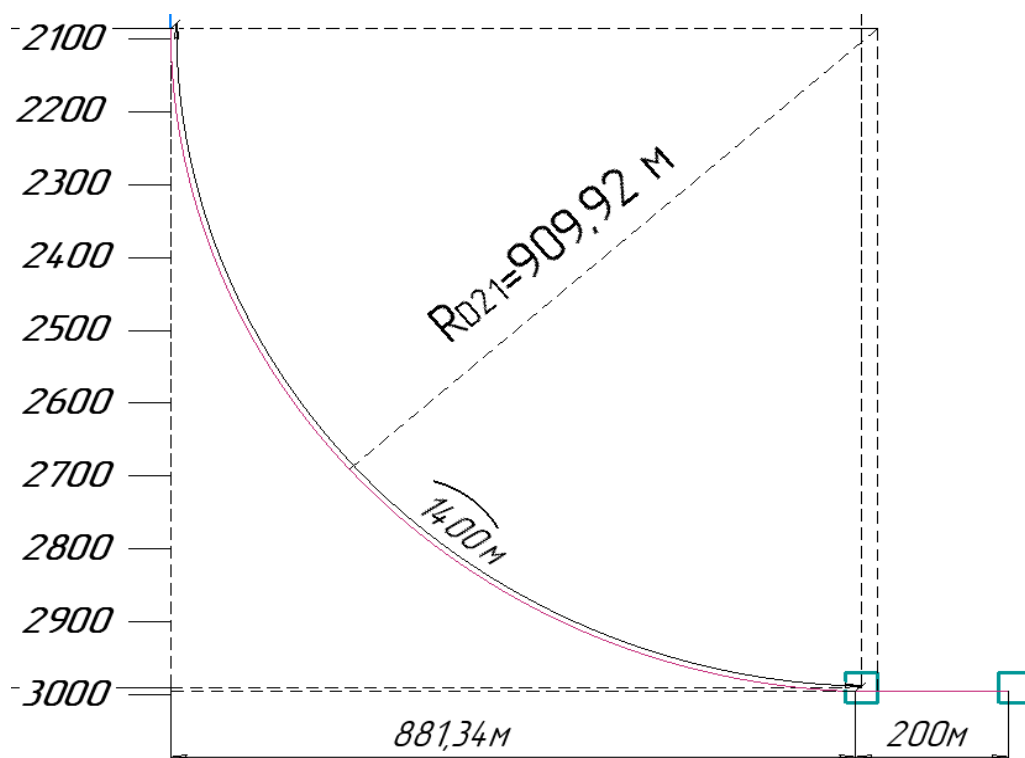


Рисунок 10 – Проекция профиля с горизонтальным окончанием ствола для точки вскрытия D_2 с нанесенными основными расчетными данными

Таблица 14 – Расчетные данные профиля с горизонтальным окончанием с точкой вскрытия D_2

Участок	Радиус кривизны R, м	Длина дуги l, м	Отход от точки набл., м	Отход от устья, м
Вертикальный	-	-	0	0
Участок набора зенитного угла	909,92	1400,00	881,34	881,34
Горизонтальный участок	-	-	200,00	1081,34

На рисунке 11 представлено расхождение проекций профилей для точки вскрытия D_2 .

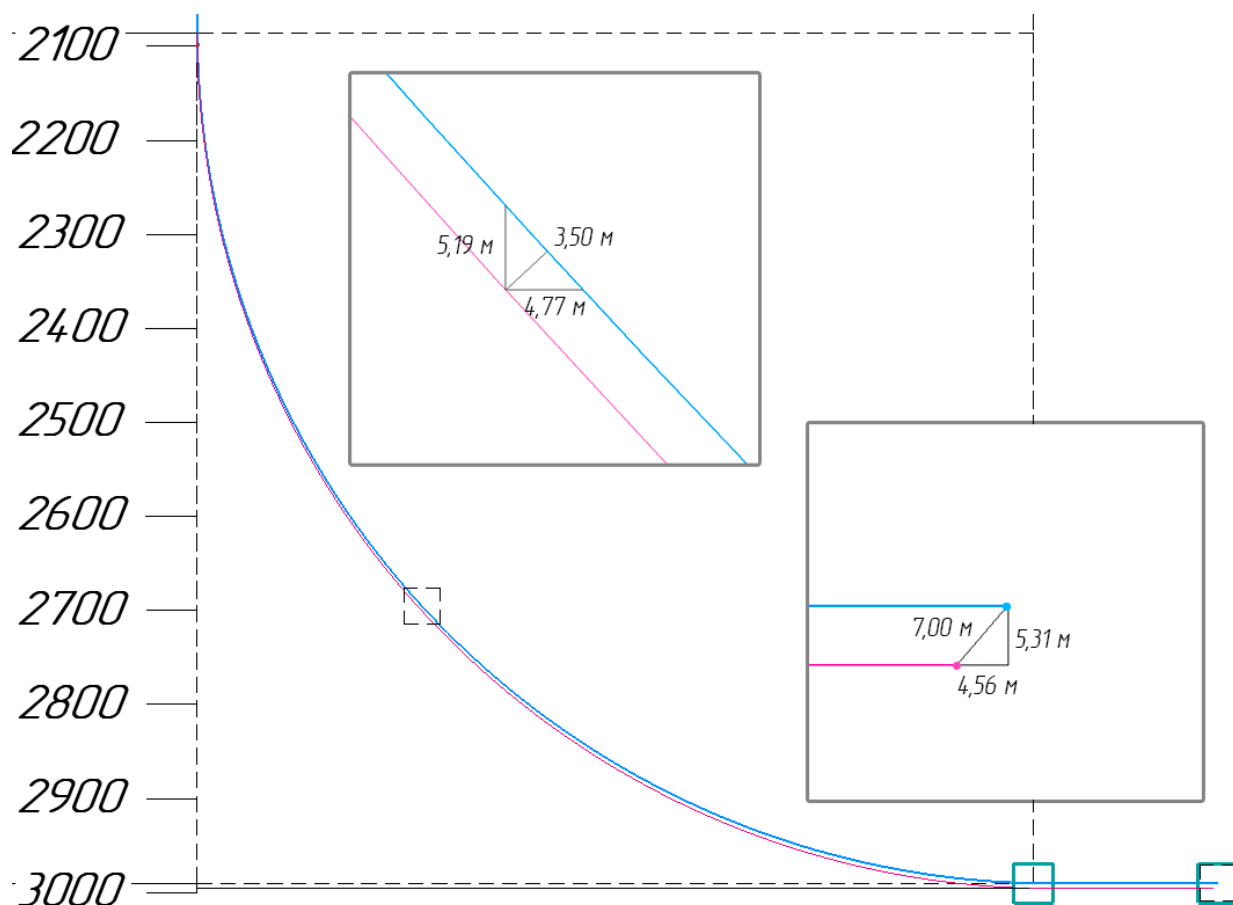


Рисунок 11 – Расхождение проекций профилей для точки вскрытия D_2

Поскольку построение профилей в совокупности осуществлялось по первому методу в 4-ом задании и по второму методу в 5-ом задании, то относительное расхождение проекций для всех исследуемых спроектированных профилей объясняется одинаковыми причинами. Данное расхождение объясняется рядом причин:

1) геометрической составляющей при проектировании профилей с использованием выбранного метода. Тангенциальный метод подразумевает построение участка кривизны с помощью совокупности прямых линий, т.е. наблюдается скачкообразное изменение зенитного угла в соответствии с интенсивностью. Метод на основе радиуса

кривизны предполагает плавное изменение зенитного угла за счет построения участка кривизны с помощью дуги окружности. Данная причина является основной, объясняющей расхождение проектных проекций профилей;

2) погрешности и неточности методов, используемых для построения проектных профилей (тангенциальный метод, метод на основе радиуса кривизны);

3) погрешности используемых программ для построения;

4) погрешности используемых формул и округление расчетных значений величин.

Бурение участков искривления в рамках проекта предусматривается путем бурения слайдированием, т.е. с использованием в компоновке ВЗД. Процесс направленного бурения при использовании ВЗД осуществляется за счет регулятора кривизны (кривой переводник), расположенного между шпиндельной и силовой секцией, который создает угол перекоса.

Применение ВЗД по сравнению с аналогичными вариантами бурения участков набора и падения зенитных углов обуславливается различными факторами. Например, если приводить сравнение с турбобуром, то ВЗД обладает большей моментоемкостью, лучшей управляемостью и меньшими габаритными размерами, что обеспечивает лучшее управление. РУС сравнительно новая технология с небольшим опытом ее применения, поэтому от применения данной системы принято решение воздержаться.

Контроль траектории скважин по интервалам бурения осуществляется за счет ТМС (телеметрической системы).

Предусматривается применение систем MWD (измерение параметров, в частности, координат и данных инклинометрии) и LWD (процесс контроля разреза скважины методом каротажа в процессе бурения). На основе проектных профилей скважин и данных по ним, с помощью ТМС осуществляется контроль бурения вертикальных участков стволов скважин до проектной отметки начала искривления, откуда затем на основе данных по координатам забоя начинается процесс отклонения с заданной интенсивностью искривления ствола скважины за счет искривления регулятора кривизны, входящего в состав компоновки ВЗД. Контроль процесса направленного бурения и углов фиксируется данными инклинометрии. Интервалы стабилизации, как в случае для тангенциального и S-образного профилей, предполагается бурить при совместной работе тандема «Ротор+ВЗД».

Для обеспечения связи между системой ТМС и наземным оборудованием выбирается определенный канал связи, который наиболее пригоден и применим при исходных условиях бурения. Канал связи является основным и решающим фактором, так как именно от него зависит конструкция телесистем, компоновка, информативность, надежность, удобство работы, а также условия прохождения сигналов. Наибольшее практическое применение нашли электропроводный, гидравлический и электромагнитный каналы связи. Разнообразие условий бурения, а также экономическая целесообразность определяют каждому каналу связи свою область применения.

В нашем случае был выбран гидравлический канал связи (ГКС). Данное предпочтение базируется на относительной простоте осуществления связи по сравнению с электропроводным (ЭКС) и электромагнитным (ЭМКС). В ЭКС используется кабель, наличие которого обуславливает невозможность вращения бурильной колонны и невозможность полной герметизации (закрытия превентора) при нахождении кабеля на внешней поверхности трубы. В ЭМКС большое влияние на осуществление связи влияет радиус канала связи и проводимость и перемежаемость горных пород. В случае ГКС связь осуществляется за счет генерации импульсов давления в потоке бурового раствора, которые по столбу бурового раствора поступают на устье, фиксируются и декодируются в воспринимаемую оператором информацию. Также ГКС имеет довольно большой опыт его применения и использования для процесса бурения скважин.

6. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ

6.1. Подземное буровое оборудование

6.1.1 Выбор и обоснование типа долота

Осевая нагрузка обеспечивает внедрение породоразрушающего инструмента

в горную породу. Для более твердых пород требуется более

высока

я осевая нагрузка, но расчетное значение осевой нагрузки не должно

превышать

80 % от допустимой по паспорту долота.

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие

метод

ы:

1. Статистический анализ

отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основ

е

качественных показателей физико

-механических свойств горно

й породы и характеристик шарошечных долот, примен

ение базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных

параметр

ов

бурения.

1) Расчет осевой нагрузки, обеспечивающей объемное разрушение

горно

й породы производится по формуле:

$$G_{oc} = 0,75 \cdot D_d \cdot R_{ш}; \quad (10)$$

где

D_d -

диаметр

долота,

м;

$R_{ш}$ -

твердо

сть породы по штампу, кгс/мм.

Для

интервал

а 0-50 метров:

$$G_{oc} = 0,75 \cdot 0,3937 \cdot 4 = 1,18 \text{ тс.}$$

Для

интервал

а 50-710 метров:

$$G_{oc} = 0,75 \cdot 0,2953 \cdot 9 = 1,99 \text{ тс.}$$

Для

интервал

а 710-2730 метров:

$$G_{oc} = 0,75 \cdot 0,2159 \cdot 9 = 1,46 \text{ тс.}$$

2) Определяется осевая нагрузка по удельной нагрузке

на

1

см

диаметра

долота:

$$G_{oc} = q \cdot D / 1000 \quad (11)$$

где q - удельная нагрузка на 1 см долота,
кгс/см

;

D - диаметр
долота,
см

;

Удельная нагрузка на 1 см
диаметра

долота
кгс/см

для пород типа М, $q =$ до 200
кгс/см

; для пород типа С $q =$ 400 - 600
кгс/см

;

По формуле получаем в интервале:

- 0-50 метров: $G_{ос} = 450 \cdot 39,37/1000 = 17,7$ т.

- 05-710 метров: $G_{ос} = 500 \cdot 29,53/1000 = 14,8$ т.

- 710-2730 метров: $G_{ос} = 550 \cdot 21,59/1000 = 11,9$ т.

Необходимо

также
учитывать

что расчетное значение осевой нагрузки не
должно

превышать

80% допустимой нагрузки на долото (по паспорту), условие выполняется.

Оптимальные частоты вращения долот находятся в диапазонах:

- a) для долот типа М 250 - 400 об/мин;
- b) для долот типа МС 150 - 300 об/мин;
- c) для долот типа С 100 - 200 об/мин.

Прев

ышение оптимальных частот вращения вызывает сни

жение механической скорости бурения и поломку долота.

Частота вращения шарошечных долот рассчитывается для всех типоразмеров долот по трем показателям по методике:

1. рекомендуемой линейной скорости на перифери

и долота;

2. стойкости опор долота;

3. продолжительности

контакта

зубьев долота с породой.

- 1) Расчет частоты вращения по рекомендуемой линейной скорости на

перифери

и долота определяется по формуле:

$$n_1 = 60 \cdot V_{\text{л}} / \pi \cdot D_{\text{д}} \quad (12)$$

где n - частота вращения долота, об/мин;

$V_{\text{л}}$ - рекомендуемая линейная

скор

ость на
перифери
и долота, м/с,

$V_{л}$ зависит от твердости пород:

-для пород
категори
и М,
МЗ

$V_{л} = 2,8 - 3,4$ об/мин;

-для пород
категори
и МС, МСЗ $V_{л} = 1,8 - 2,8$ об/мин;

-для пород
категори
и С,
СЗ

$V_{л} = 1,3 - 1,8$ об/мин.

2) Расчет частоты вращения долота, по
времени

контакта

зуба долота с
горно

й породой ведется по формуле:

$$n_2 = 60 \cdot 105 \cdot d_{ш} / t_k \cdot z \cdot D_d \quad (13)$$

где $d_{ш}$ –
диаметр

шарошки, м ;

D_d — диаметр долота, м;
 Отношение диаметра шарошки к диаметру долота равно примерно 0,65;
 t_k — минимальное время контакта зуба долота с горной породой:
 - для пластичных пород $t_k = (3 \div 6) \cdot 10^{-3} \text{ с}$;
 - для упруго-пластичных пород $t_k = (5 \div 7) \cdot 10^{-3} \text{ с}$;
 - для упруго-хрупких пород $t_k = (6 \div 8) \cdot 10^{-3} \text{ с}$;
 Z — число зубьев.

3) Расчет частоты вращения по стойкости опор:

$$n_3 = T_0 / 0,02 (a + 2) = 0,0935 \cdot D_d / 0,02 \cdot (a + 2) \quad (14)$$

где a – коэффициент, характеризующий свойства горных пород;

D_d – диаметр долота, мм;

T_0 – константа для данного долота, характеризующая стойкость опор.

Рассчитываем частоту вращения долота для бурения под направление в интервале 0-50 метров:

$$n_1 = 60 \cdot 1,6 / 3,14 \cdot 0,3937 = 78 \text{ оборотов/мин}$$

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,65}{5 \cdot 18} = 433 \text{ оборотов/мин}$$

$$n_3 = 0,0935 \cdot 393,7 / 0,02 \cdot (0,6 + 2) = 708 \text{ оборотов/мин}$$

Рассчитываем частоту вращения долота для бурения под кондуктор в интервале 50 -710 м.

$$n_1 = 60 \cdot 1,4 / 3,14 \cdot 0,2953 = 91 \text{ оборотов/мин}$$

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,65}{6 \cdot 18} = 361 \text{ оборотов/мин}$$

$$n_3 = 0,0935 \cdot 295,3 / 0,02 \cdot (0,5 + 2) = 552 \text{ оборотов/мин}$$

Рассчитываем частоту вращения долота для бурения под эксплуатационную колонну в интервале 710 - 2730м:

$$n_1 = 60 \cdot 1,3 / 3,14 \cdot 0,2159 = 115 \text{ оборотов/мин}$$

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,65}{6 \cdot 18} = 361 \text{ оборотов/мин}$$

$$n_3 = 0,0935 \cdot 215,9 / 0,02 \cdot (0,4 + 2) = 421 \text{ оборотов/мин}$$

Рассмотрим статистику применения лидеров отечественного производства винтовых забойных двигателей в России ООО «Буринтех», ООО «ВБМ-сервис» и иностранные

компании Security DBS и Schlumberger-smith на примере Двуреченском месторождении.

Показатели работы долот фирмы «ВБМ-сервис»

Стоимость долота 2420\$.

Таблица 15 - Показатели работы долота 215,9 МЗГВ

Местороение	№ долота	Интервал бурения		проходка, м	время	мех.ск ор. м/ч	Тип ГЗД
		от	до				
Двуреченское	307	110 0	153 7	437	12,5	35,0	ЗТСШ-195
	317	153 7	185 0	313	11,0	28,5	ЗТСШ-195
	870	193 5	216 2	227	11,5	19,7	ЗТСШ-195

Средняя механическая скорость на данном интервале по трем рейсам составила 38,5 м/ч. Средняя проходка на одно долото 489,5 м. Стоимость метра проходки из учета стоимости долот в этом интервале составит:

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота} / \text{проходка} = 2420 / 489,5 = 4,94\$ \quad (15)$$

В интервале 1500 - 2300, средняя механическая скорость составила 18,9 м/ч. Средняя проходка на одно долото 212 м. Стоимость метра проходки из учета стоимости долот в этом интервале составит:

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота} / \text{проходка} = 2420 / 212 = 11,37\$$$

Показатели работы долот фирмы «Smith»

Стоимость долота 55350\$.

Таблица 16 - Показатели работы долота 215,9 PDC S91BHPX

№ Скв.Куст	№ долота	Тип и № ВЗД	Интервал бурения	Метраж м	Тмех. бур час	Т промыв, час	Вмех. б., м/час
1312/39И-Т	№JS3712	Д 3-195	2465 - 2616	151	20	2	7,55

		№727	2616 - 3108	492	43,5	7	11,3
--	--	------	----------------	-----	------	---	------

Износ долота 215,9 PDC S91BHPX (215,9) при бурении составил 42%. Средняя проходка на долота составила 4500 м., средняя механическая скорость в интервале 1700-3100 м составила 11,4 м/ч. Стоимость метра проходки из учета стоимости долот составит:

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота/проходку} = 55350/4500 = 12,3 \$$$

Показатели работы долот фирмы «БУРИНТЕХ»

Стоимость долота 8460\$.

Таблица 17 - Показатели работы долота БИТ 215,9 М4

№ долота	Мест./куст	Интервал, м		Н, м	Тбур., ч	Vмех., м/ч	Двигатель
		от	до				
656	Лук/78	520	1677	1157	33	35,1	А7П5
	Лук/78	1896	2422	526	34	15,5	ДЗ-195
	Лук/94	560	1600	1040	18	57,8	А7П5

Расход долот БИТ 215,9 М4 в этом интервале 0,5. проходка 4460 м. Средняя механическая скорость составила 46 м/ч. Стоимость метра проходки из учета стоимости долота составит:

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота/проходку} = 8460/4460 = 1,9\$$$

Показатели работы долот фирмы «Security DBS»

Стоимость долота 6000\$.

Таблица 18- Показатели работы долота 215,9 S84F

№ скв., куста	№ долота	Ин-вал бурения, м		Пр-дка на долото, м	Время мех. бурения, час	Ср. мех. скорость, м/ч	Тип ГЗД
		от	до				
104Ю /П 105 Ю/ П	735469	2513	2967	454	50	9,1	Д2-195
		2 204	2 599	395	43	9,2	
		3123	3265	145	22	6,6	

Расход долот 215,9 S84F при бурении 9 шт. Средняя проходка на одно долото составила 1042 м., средняя механическая скорость в интервале 2100-3200 м составила 9,1 м/ч. Стоимость метра проходки из учета стоимости долота составит:

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота} / \text{проходку} = 6000 / 1042 = 5,7\$$$

Сводные данные по работе долот представлены в таблице 19

Таблица 19 - Данные по работе долот

Долото	Ср. проходка, м	Мех. скорость, м/ч	Стоимость бурения 1м из учета цены на долото, \$
215,9 МЗГВ	489,5	38,5	4,94
	212	18,9	11,37
215,9 PDC S91BHPX	4500	11,4	11,4
БИТ 215,9 М4	4394	46	1,9
	1912	18,2	4,42
215,9 S84F (Securit DBS)	1042	9,1	5,7

Экономическую эффективность долот можно оценить из учета стоимости метра проходки и рассчитать по следующей формуле 26:

$$C_{\text{д}} = C_{\text{б}} * (H - h_3) / V_{\text{мех}} + (H - h_3) * C_{\text{д}} + (T_3 \dots T_n) * C_{\text{б}} \quad (16)$$

где Н - глубина скважины по стволу, м; V_{мех} - механическая скорость бурения;

C_д - стоимость метра проходки из учета цены на долото, \$;

T_n - время затраченное на СПО на n-ном долблении (в ЗАО «ССК» определяется из учета СПО (25 свечей) = 2 ч, сборка КНБК = 1 ч);

C_B - средняя стоимость часа буровых работ (в ЗАО «ССК» $C_B=200\$$).

По формуле рассчитываются затраты и полученные данные заносятся в таблице 20.

Таблица 20 - Техническая и экономическая эффективность долот

Долото	Интервал		Ср. проходка, м	Мех. скорость, м/ч	Стоимость 1м, \$	Время СПО +ПЗР+бурение, час	Количество СПО для смены долота	Сд, \$
	л	л						
215,9 МЗГВ	60 0	15 00	489,5	38,5	4,94	115	7	362 63
	15 00	23 00	212	18,9	11,37			
215,9 PDC S91BHPX	17 00	31 00	4500	11,4	11,4	96	1	306 96
БИТ 215,9 М4	50 0	16 00	4394	46	1,9	62	1	168 77
	18 00	29 00	1912	18,2	4,42			
215,9 S84F (Security DBS)	21 00	32 00	1042	9,1	5,7	117	1	294 04

Анализ полученных данных показывает, что наибольшую экономическую эффективность имеют долота производства фирмы «БУРИНТЕХ» - БИТ215,9 М4, которые обеспечивая высокую механическую скорость, обладая высокой износостойкостью и относительно небольшой ценой, позволят уменьшить время строительства скважины.

За основу выбора долот положены физико-механические свойства пород и литологический разрез. Рациональным типом долот данного размера является такой тип, который при бурении в конкретных геологических условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на

1 метр проходки. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-710	710-2730
Шифр долота		БИТ 393,7Z1RS J	БИТ 295,3 BT 416	БИТ 215,9 M4
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		M	M,C	C,T
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-152	з-121	з-117
	API	-	-	-
Длина, м		0,62	0,45	0,3
Масса, кг		300	54	27
Предельная		210	180	150

6.2 Оборудование для искривления скважины и контроля кривизны

6.2.1 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Выбор забойных двигателей по интервалам условно одинаковой буримости производится из условия создания в двигателе достаточного момента для разрушения горной породы. Условие выполняется, если расчетный момент в забойном двигателе (M_c , Н·м) обеспечивается моментом, развиваемым данной моделью забойного двигателя при определенном расходе и плотности промывочной жидкости.

Момент сопротивлений при работе ГЗД (с долотом) в процессе углубления скважины рассчитывается как:

$$M_c = M_{\partial n} + M_0 + M_n, \quad (17)$$

где $M_{\partial n}$ – момент расходуемый на разрушение горной породы, Н·м:

$$M_{\partial n} = M_y \cdot G_c, \quad (18)$$

где M_y – удельный момент на долоте, Н·м/кН; G_c – статическая составляющая осевой нагрузки, кН.

Удельный момент рассчитывается как:

$$M_y = \mu_{\partial n} \cdot R_{\partial} \cdot 10^3 \cdot (0,55 \dots 0,72), \quad (19)$$

где, $\mu_{\partial n} = 0,4 \dots 0,1$ – коэффициент трения вооружения долота о горную породу в зависимости от твердости (0,4 – для мягких); R_{∂} – радиус долота, м; M_0 – момент на трение долота о стенки скважины, Н·м:

$$M_0 = 550 \cdot D_{\partial}; \quad (20)$$

где M_n – вращающий момент, расходуемый на сопротивления в осевой опоре двигателя, Н·м:

$$M_n = T_n \cdot \mu_n \cdot r_n, \quad ($$

(21)

где $T_{\text{п}}$ – осевая нагрузка на пяту в зависимости от твердости пород, Н; $\mu_{\text{п}}$ – коэффициент сопротивления в осевой опоре, $\mu_{\text{п}}=0,08\dots0,3$; $r_{\text{п}}$ – средний радиус трения в пяте, м:

$$r_{\text{п}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(r_{\text{н}}^3 - r_{\text{в}}^3)}{(r_{\text{н}}^2 - r_{\text{в}}^2)}, \quad (22)$$

где $r_{\text{н}}$ и $r_{\text{в}}$ – соответственно наружный и внутренний радиус пяты, м.

Расход бурового раствора должен обеспечивать следующие функции:

- очистка забоя скважины от выбуренной породы;
- удаление продуктов разрушения по затрубному пространству на дневную поверхность;
- передавать мощность от источника на дневной поверхности к забою.

Условие удовлетворительной очистки забоя скважины записывается как:

$$Q_i > k \cdot S_{\text{заб}}, \quad (23)$$

где k – коэффициент удельного расхода жидкости, м/с; $S_{\text{заб}}$ – площадь забоя скважины, м².

Условие транспортировки шлама на дневную поверхность:

$$Q_{\text{в}} > V_{\text{в}} \cdot S_{\text{к.п.}}, \quad (24)$$

где $V_{\text{в}}$ – скорость восходящего потока, м/с; $S_{\text{к.п.}}$ – площадь кольцевого пространства, м².

Значения коэффициента удельного расхода и скорости восходящего потока в КП определены в соответствии с опытом бурения скважин на данном месторождении.

Расход для удовлетворительной очистки забой от шлама и транспортировки его на дневную поверхность при бурении под направление:

$$Q_i \geq 0,05 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,3937^2}{4} = 0,006 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_b \geq 0,17 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,3937^2 - 0,127^2)}{4} = 0,019 \text{ м}^3/\text{с}$$

Под кондуктор:

$$Q_i \geq 0,6 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2953^2}{4} = 0,041 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_b \geq 0,97 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,2953^2 - 0,127^2)}{4} = 0,054 \text{ м}^3/\text{с}$$

При бурении под эксплуатационную колонну:

$$Q_i \geq 0,7 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2159^2}{4} = 0,026 \text{ м}^3/\text{с}$$

Пример расчет момента сопротивления на валу турбобура в интервале бурения под кондуктор.

$$M_y = 0,55 \cdot 0,35 \cdot 0,295 \cdot 0,5 \cdot 1000 = 28,4 \text{ Н} \cdot \text{м/кН};$$

$$G_c = 0,75 \cdot 71 = 53 \text{ кН};$$

$$M_{\partial n} = 28,4 \cdot 53 = 1,5 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_o = 550 \cdot 0,2953 = 162,4 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$T_n = 20 \cdot 10^3 \text{ Н};$$

$$r_n = \frac{2(0,092^3 - 0,07^3)}{3(0,92^2 - 0,07^2)} = 0,81 \text{ м};$$

$$M_n = 20 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 0,081 = 0,162 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_c = 1,5 + 0,162 + 0,1624 = 1,8 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

Рассмотрим статистику применения лидеров отечественного производства винтовых забойных двигателей в России ООО «Радиус-Сервис», ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» и иностранной компании Schlumberger-Anadrill.

В таблице 22 приведен критический анализ ВЗД разных компаний-производителей для бурения ЭК, в таблице 23 - ВЗД для бурения интервала под кондуктор..

Таблица 22 - Сравнительная характеристика ВЗД под эксплуатационную колонну

Двигатель	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Ресурс, ч
Schlumberger-Anadrill A675	172	7,2	794	19-38	86-273	5,2	285
ДРУ-172-РС	172	7,6	1120	25-35	90-195	4,9	218
ДГР-172-ВНИИБТ	172	8,6	1189	19-38	84-168	4,9	144

Можно использовать забойный двигатель «Schlumberger-Anadrill» А675, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Таблица 23 - Сравнительная характеристика ВЗД под кондуктор

Двигатель	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Ресурс, ч
«Drilex» D775	240	6,44	1065	12-58	55-185	6,1	285
ДРУ-195-РС	240	5,3	1095	25-35	120-170	13	203
ДГР-195-ВНИИБТ	240	4,6	1189	25-35	108-150	7-9	156

Для интервала бурения 50-710 метров (интервал бурения под кондуктор) предлагается использовать забойный двигатель «Drilex» D775, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

6.2.2 Выбор типа телесистемы

Для измерения траекторных параметров применяются телесистемы. Телесистемы применяют для измерения зенитного угла и азимута скважины (положение корпуса инклинометра) в немагнитной УБТ или в ЛБТ, а также угла установки отклонителя, для чего они снабжаются наконечником и посадочным гнездом для фиксации его направления с направлением отклонителя (меткой).

Канал связи между забойным модулем и наземной аппаратурой телесистемы может быть проводной (кабельный), гидравлический, электромагнитный. Характеристики телесистем, применяемых при бурении, приведены в таблице 24.

В таблице 24 приведена сравнительный анализ телесистем из разных компаний.

Таблица 25 - Характеристики телесистем

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы (канал связи)			
	МАК-01 электр о- магнит ный	ПЕЛЕНГ (кабельн ый)	GEOLINK гидравличе ский	ИГЛА (кабельны й)
Измеряемые параметры				
Зенитный угол	0-180(+/- 0,25)	0-130(+/- 0,2)	+	0-180(+/- 0,1)
Азимут	0-360(+/- 2,0)	0-360(+/- 1,5)	+	0-360(+/- 0,5)
Отклонитель, град.	0-360(+/- 2,0)	+	+	+/-180(+/- 1,0)
Азимут отклонителя, град.	-	-	+	-
Гамма-излучение	-	+	+	+
Температура, °С	-	+	+	-
Уровень продольн ой и поперечн ой вибрации	-	-	-	+
Резистивиметр ия	-	-	+	-
Технологическая характеристика телесистем				
Максим. забойная температура, °С	105	125	140	120
Максим. давление на забое, МПа	60	108	60	31
Диаме тр забойн ого модуля, мм	108	42-66	-	30
Предельная глубина передачи информации с забоя, м	5000	5000	-	5000
Время обновл. информации, с	30	0,05	8,75	0,05

Специальное оборудование для оснащения бурового инструмента	Антенна	Кабельный переводник, посадочное устройство	Гаситель пульсации давления	Кабельный переводник, посадочное устройство
Необходимость в геофизическом подъёмнике	нет	да	нет	да
Дополнительные операции при наращивании	нет	Установка устройств защиты кабеля	нет	Установка устройств защиты кабеля
Ограничения при вращении буровой колонны	нет	да	нет	Да

Из таблицы 25 можно сказать что для кустового бурения на данном месторождении наиболее целесообразно применять телесистему GEOLINK с гидравлическим каналом связи. В таблице 26 более детально представлены технические характеристика данной телеметрической системы.

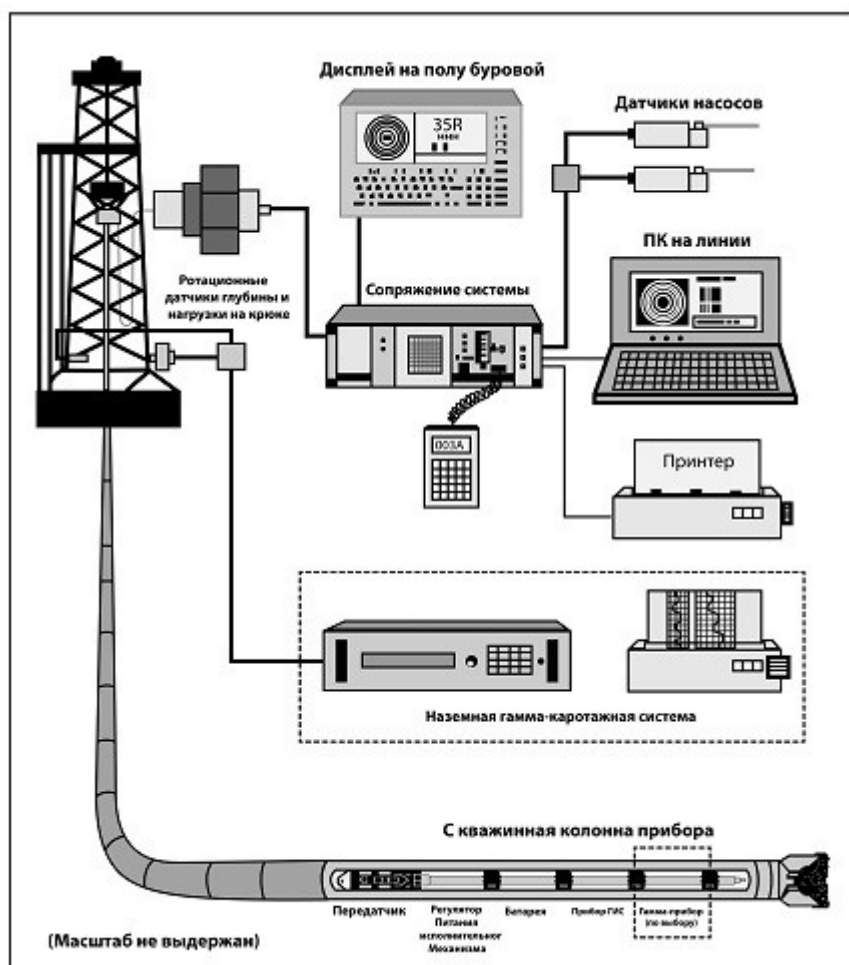


Рисунок 12 - Принципиальная схема подключения телесистемы

Таблица 26 - Технические характеристики GEOLINK с гидравлическим каналом связи

Азимут	0 - 360° ± 0.5°
Наклонение	0-180° ± 0.05°
Температура	0-200°C ± 1.0°
Магнитное поле	5 Т ± 0.075mT
Отклонитель магнитный	0-360° ± 1.0°
Азимут метки	0-360° до 3° наклона ± 1.0°
Гамма-зонд	0-820 ед API

Весь комплекс подземного оборудования по интервалам бурения представлен в таблицах 27-29.

Таблица 27 - КНБК для бурения секции под направление (0-50 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50м)							
1	БИТ 393,7Z1RSJ	0.40	393,7	-	3-177	Ниппель	0,15
2	Переводник М177хМ152	0,42	203	89	3-177	Муфта	0,054
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203/80	10	203	80	3-152	Ниппель	2,03
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,51	203	89	3-152	Ниппель	0,054
					3-171	Муфта	
5	Калибратор К 393,7 МС	1,3	393,7	80	3-171	Ниппель	0,473
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,51	203	89	3-171	Ниппель	0,054
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203/80	10	203	80	3-152	Ниппель	2,03
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,4	127	90	3-152	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127х9,19	До устья	127	89	3-133	Ниппель	10
					3-133	Муфта	
10	Кран шаровый	0,5	127	89	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
11	Переводник М147 Н133	0,4	127	90	3-133	Ниппель	0,03
					3-147	Муфта	
12	ВБТ 140	До устья	140	83	3-147	Ниппель	2
					3-147	Муфта	

Таблица 28 - КНБК для бурения секции под кондуктор (50-710 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-710м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 416	0,4	295,3	-	3-152	Ниппель	0,04
2	Забойный двигатель D775	10,5	240	-	3-152	Муфта	2,04
					3-152	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-240	0,52	240	-	3-152	Ниппель	0,11
					3-152	Муфта	
4	Переводник M147xH152	0,7	200	90	3-152	Ниппель	0,03
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178/90	28	200	90	3-147	Ниппель	4
					3-147	Муфта	
6	Переводник H152xM147	0,7	203	90	3-147	Ниппель	0,03
					3-152	Муфта	
7	Калибратор К 295,3 МС	1,3	295,3	100	3-152	Ниппель	0,313
					3-152	Муфта	
8	Переводник H152xM147	0,7	203	90	3-152	Ниппель	0,03
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178/90	54	200	90	3-147	Ниппель	7,9
					3-147	Муфта	
10	Переводник M133xH147	0,7	178	90	3-147	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ТБПК 127x9,19	До устья	127	89	3-133	Ниппель	23,06
					3-133	Муфта	
12	Кран шаровый	0,5	127	89	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	Переводник M147 H133	0,4	127	90	3-133	Ниппель	0,03
					3-147	Муфта	
14	ВБТ-140	До устья	140	83	3-147	Ниппель	2
					3-147	Муфта	

Таблица 29 - КНБК для бурения секции под ЭК (710-2730)

№ п/ п	Интервал по вертика ли, м		Элементы КНБК		
	от	до	№ п/п	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление
1	2	3	4	5	6
3	710	3000	1	БИТ 215,9 М4	-
			2	Калибратор КА 215,9 СЗ	ТУ26-16-109-80
			3	Забойный двигатель «Schlumberger-Anadrill» А675	-
			4	Переводник П-147/117	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80
			5	Обратный клапан КОБ- 178	ОСТ 39-096-79 ГОСТ Р №РОСС РV
			6	Переливной клапан ПК- 172РС	Н005.В00002
			7	GEOLINK гидравлический	-
			8	УБТ 178-71Д	ТУ 14-3-835-79
			9	Переводник П-122/133	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80
			10	УБТ 165-71Д	ТУ 14-3-835-79
			11	Переводник П-147/122	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80
			12	ПК 127-9К	ТУ 14-3-1571-88
			13	Ясс WDT 6 ¾	ISO №96-371, API №7-0268

6.3 Подземное оборудование для цементирования скважины

В таблице 30 представлен комплекс подземного оборудования для цементирования скважины.

Таблица 30 - Подземное оборудование для цементирования скважины

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов в на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168	2730	2730	1	1
	ЦКОД-168	2720	2720	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	710	17	111
		710	2211	39	
		2211	2730	55	
	ЦТ 168/216	710	2211	78	133
	ЦТ 168/216	2211	2730	55	
	ПРП-Ц-Н 168	2730	2730	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	710	710	1	1
	ЦКОД-245	700	700	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	50	4	25
	ЦПЦ 245/295	50	710	21	
	ЦТ 245/295	50	710	41	41
	ПРП-Ц-245	710	710	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324	50	50	1	1
	ЦКОД-324	40	40	1	1
	ЦЦ-324	0	50	5	5
	ПРП-Ц-324	40	40	1	1

6.4 Наземное буровое оборудование

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Одними из лидеров по созданию буровых установок для строительства нефтяных и газовых скважин в России являются предприятия Волгоградского завода буровой техники «ВЗБТ» и Уральского завода тяжелого машиностроения «Уралмаш» (УЗТМ). Также в настоящее время немаловажную роль в строительстве нефтяных и газовых скважин в России занимают буровые станки марки ZJ Китайского производства. Для выбора наиболее оптимального по техническим и технологическим параметрам бурового станка выполнен анализ установок данных производителей.

В таблице 38 представлена сравнительная характеристика трех буровых установок разных производителей.

Таблица 31- Сравнительный анализ буровых установок БУ-4500/270 ЭПК (ДЭП)-БМ и БУ 4500/270 ЭК-БМ и ZJ-50-DBS

Параметры	БУ-4500/270 ЭПК(ДЭП)- БМ	БУ 4500/270 ЭК-БМ	ZJ-50-DBS
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2700	2700	3150-3400
Условная глубина бурения, м	4500	4500	3500-5000
Высота основания (отметка пола буровой), м	11,1	11,1	Более 9
Тип привода	Электрический	Электрический	Электрический
Вышка, тип	Мачтовая, с открытой передней гранью	Мачтовая, с открытой передней гранью	к-образная
Оснастка талевой системы	5x6	5x6	6x7/35
Полезная высота вышки, м	46	45,3	44,5
Вертлюг			
Статическая грузоподъемность, кН	2700	2700	3400
Максимально-допустимое давление промывочной жидкости, МПа	35	35	35
Ротор	Р-700 с ПКР 560М	Р-700 с ПКР 560М	Р-700 с ПКР 560М
Расчетная мощность привода ротора, кВт	1120	370	370
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700	700	700
Допускаемая статическая нагрузка, кН	2700	500	500
Насос*			
Мощность насоса, кВт	1180	950	1600
Идеальная подача (наибольшая), л/с	51	46	50

Предельное давление (наибольшее), МПа	35	32	Более 35
Циркуляционная система*			
Общий полезный объем емкостей под буровой раствор, м3	303	180	300
Количество ступеней очистки	4 (5*)	4	4(5)
Цена, млн. руб	≈600	≈520	437,249

Из таблицы 38 можно сделать вывод, что для кустового бурения на данном месторождении по многим параметрам наиболее предпочтительна установка ZJ-50-DBS.

Основные преимущества установки ZJ-50-DBS-БМ

1. Подъём буровой вышки производится с помощью лебёдки, на вышке допускается монтаж системы верхнего привода;

2. Регулировка скорости вращения и крутящего момента электродвигателей переменного тока в широком диапазоне значительно облегчает управление лебёдкой, буровым насосом, ротором и верхним приводом;

3. Искробезопасное исполнение электродвигателей переменного тока;

4. БУ оборудована автоматизированной кабиной бурильщика. Операции по управлению процессом бурения производятся с помощью джойстиков и сенсорного экрана.

5. Большая Мощность насоса 1600 кВт

6. Количество ступеней очистки 5

7. Общий полезный объем емкостей под буровой раствор 300 м³

6.5. Наземное цементирующее оборудование

Максимальное ожидаемое давление на цементирующей головке $P_{цг}$ (в МПа) рассчитывают по формуле:

$$P_{цг} = \Delta P_{гс} + P_T + P_K + P_{ст}, \quad (25)$$

где: $\Delta P_{гс}$ – максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процесса цементирования, МПа;

P_T , P_K – гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве при принятом значении v , МПа;

$P_{ст} = 3$ МПа – давление момента “Стоп”.

Разность гидростатических давлений определяют по формуле:

$$\Delta P_{гс} = 0,001 \cdot g \cdot [H_1 \cdot \rho_{ср.взв.т.с.} + H_{буф.ж.} \cdot \rho_{б.ж.} + (L_1 - H_1 - H_{буф.ж.}) \cdot \rho_{б.р.} - (L_1 - h_1) \cdot \rho_{пр} - h_1 \cdot \rho_{н.т.с.}], \quad (26)$$

где: L_1 – глубина скважины по вертикали, м;

H_1 – высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны по вертикали, м;

$H_{буф.ж.}$ – высота подъема буферной жидкости, м;

h_1 – высота цементного стакана в колонне по вертикали, м;

$g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения;

$\rho_{пр}$ – плотность продажной жидкости, г/см³;

$\rho_{б.ж.}$ – плотность буферной жидкости, г/см³;

$\rho_{н.т.с.}$ – плотность нормальной тампонажной смеси, г/см³;

$\rho_{ср.взв.т.с.}$ – средневзвешенная плотность тампонажной смеси, г/см³;

$$\rho_{ср.взв.т.с.} = (1,40 \cdot 2170 + 1,80 \cdot 710) / 1600 = 2,6975 \text{ г/см}^3;$$

$$\Delta P_{гс} = 0,001 \cdot 9,81 \cdot (2170 \cdot 2,6975 + 200 \cdot 1,050 + (2730 - 2170 -$$

$$200) \cdot 1,175 - (2730 - 20) \cdot 1,175 - 20 \cdot 1,80) = 22,04 \text{ МПа.}$$

Гидравлические сопротивления внутри обсадной колонны P_T и в затрубном пространстве P_K (в МПа) в конце продавки тампонажной смеси находят по формулам Дарси-Вейсбаха:

$$P_T = \sum P_T^i \quad (27)$$

$$P_T^i = 8,11 \cdot \lambda_T \cdot \rho_{ПР} \cdot Q^2 \cdot L^i / d_{ОК}^5, \quad (28)$$

$$P_K = 8,11 \cdot \lambda_K \cdot Q^2 \cdot \{ \rho_{ТР} \cdot (L - l) / [(D_{СКВ} - D_{ОК})^3 \cdot (D_{СКВ} + D_{ОК})^2] + \rho_{СРВЗВ} \cdot l / [(d_{КОН} - D_{ОК})^3 \cdot (d_{КОН} + D_{ОК})^2] \}, \quad (29)$$

где $\lambda_{T, K}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{СКВ}$, $D_{ОК}$, $d_{КОН}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны и внутренний диаметр кондуктора, см;

Q - производительность закачки раствора, л/с;

L - длина обсадной колонны, м;

l - длина кондуктора, м;

$d_{ОК}^i$ - внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

P_T^i - гидравлические сопротивления внутри секций обсадной колонны, имеющих диаметры $d_{ОК}^i$, МПа;

L^i - длина секций обсадной колонны, м;

$\rho_{СРВЗВ}$ - средневзвешенная плотность раствора в кондукторе в конце продавки тампонажной смеси, г/см³. Равна $\rho_{ТР}$ при цементировании колонны до устья;

$\rho_{ПР}$ - плотность продавочной жидкости, г/см³.

Производительность закачки цементного и бурового растворов (в л/с):

$$Q = 0,0785 \cdot (k^2 \cdot D_{\text{СКВ}}^2 - D_{\text{ОК}}^2) \cdot v, \quad (30)$$

где v – скорость подъема тампонажного раствора в кольцевом пространстве в м/с.

$$Q = 0,0785 \cdot (1,20^2 \cdot 21,59^2 - 16,8^2) \cdot 0,4 = 12,21 \text{ л/с}$$

Гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве обсадной колонны равно:

$$P_K = 8,11 \cdot 0,035 \cdot 12,21^2 \cdot [1,578 \cdot (2730 - 710) / ((1,20 \cdot 21,59 - 16,8)^3 \cdot (1,20^2 \cdot 21,59^2 + 16,8^2)^2) + (2,6975 \cdot 710 / ((29,53 - 16,8)^3 \cdot (29,53 + 16,8)^2))] = 0,185 \text{ МПа}$$

Определяем гидравлические сопротивления внутри каждой секции обсадной колонны:

$$P_T^1 = 8,11 \cdot \lambda_T \cdot \rho_{\text{ПР}} \cdot Q^2 \cdot L^1 / d_{\text{ОК}}^5 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,150 \cdot 12,21^2 \cdot 50 / 30,69^5 = 0,051 \text{ МПа};$$

$$P_T^2 = 8,11 \cdot \lambda_T \cdot \rho_{\text{ПР}} \cdot Q^2 \cdot L^2 / d_{\text{ОК}}^5 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,150 \cdot 12,21^2 \cdot 710 / 22,87^5 = 0,0031 \text{ МПа};$$

$$P_T^3 = 8,11 \cdot \lambda_T \cdot \rho_{\text{ПР}} \cdot Q^2 \cdot L^3 / d_{\text{ОК}}^5 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,175 \cdot 12,21^2 \cdot 2170 / 15,37^5 = 0,0703 \text{ МПа};$$

Находим суммарное значение гидравлических сопротивлений обсадной колонны:

$$P_T = P_T^1 + P_T^2 + P_T^3 = 0,0051 + 0,0031 + 0,0703 = 0,0785 \text{ МПа};$$

Тогда максимальное ожидаемое давление на цементирующей головке равно:

$$P_{\text{ЦГ}} = 22,04 + 3 + 0,185 + 0,0785 = 25,30 \text{ МПа}$$

Рассчитываем давление на цементирующих насосах цементирующих агрегатов $P_{\text{ЦА}}$:

Для выбора технического режима работы цементирующих агрегатов рассчитываем давление на насосе:

$$P_{\text{ца}} \geq \frac{P_{\text{цг}}}{0,9} \geq 28,11 \text{ МПа}; \quad (31)$$

Выбираем ближайшее давление $P_{цг} = 32$ МПа. Диаметр втулок - 100 мм, подача одного агрегата на 2-ой скорости - 3,2 л/с.

По расчетному значению Q определим количество цементируемых агрегатов: $n_1 = 11,5 / 3,2 + 1 = 3,1 \approx 3$;

Определим максимальную подачу, которую развивают агрегаты, работающие на скважину, на максимальной (пятой) передаче:

$$Q_{max}^V = q^V v \cdot n_1 = 14,1 \cdot 3 = 42,3 \frac{\text{л}}{\text{с}}.$$

В комплекс наземного цементируемого оборудования входят:

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 3$ машины типа УС6-30Н(У);

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30;

3. Блоки манифольда БМ-700;

4. Контроль процесса цементирования осуществляется с применением СКЦ;

5. Блок дополнительных емкостей БДЕ;

6. Агрегат смесительно-осреднительный УСО - 20 предназначен для приготовления и гомогенизации тампонажных растворов при цементировании;

7. Цементирующая головка ГЦУ- 168.

Технологическая схема обвязки цементируемого оборудования, составленная в соответствии с расчетами количества цементируемой техники, изображена на рисунке 13.

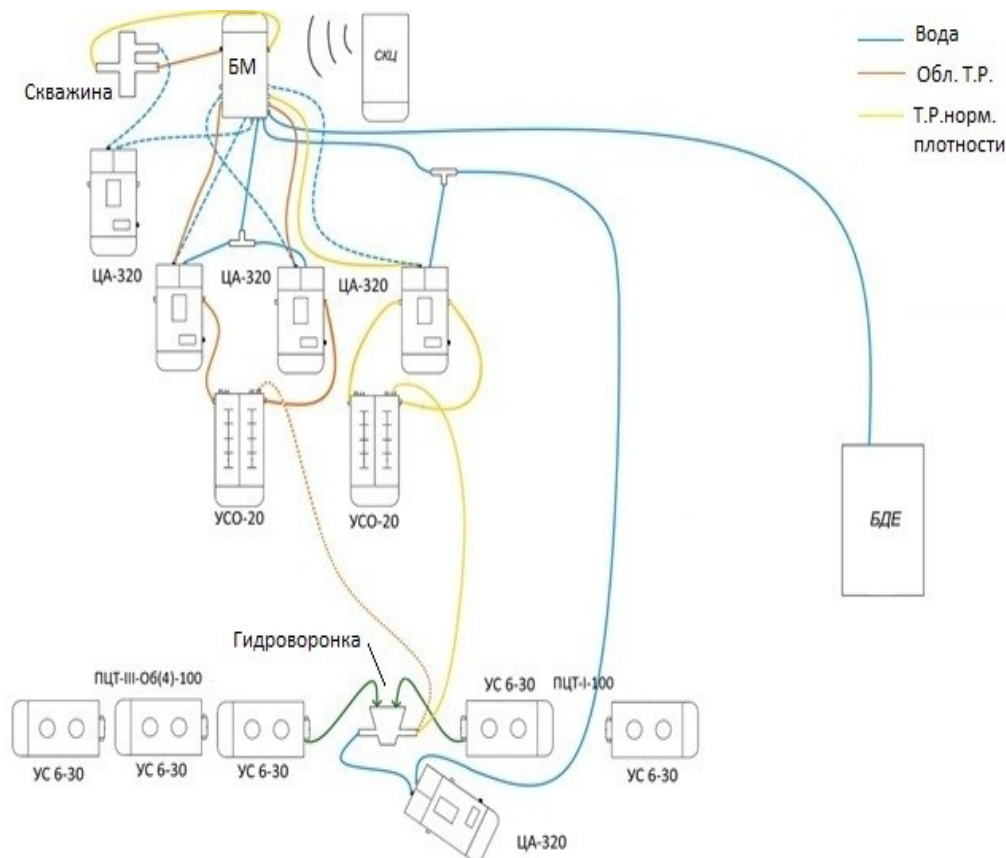


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

6.6 Обоснование способа цементирования

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (32)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины;

Гидродинамические потери давления в кольцевом

пространстве определим по формуле:

$$P_{\text{гдкп}} = \frac{\lambda \cdot \rho_{\text{срвзвзс}} \cdot v_{\text{зс}}^2 \cdot L_{\text{к}}}{2 \cdot (D_{\text{к.вн}} - D_{\text{эк.н}})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{\text{срвзвос}} \cdot v_{\text{ос}}^2 \cdot (L - L_{\text{к}})}{2 \cdot (D_{\text{эк.д}} \cdot \sqrt{k_{\text{срвзв}}} - D_{\text{эк.н}})} = \frac{0,035 \cdot 1193,60 \cdot 0,6^2 \cdot 710}{2 \cdot (0,2287 - 0,1683)} + 0,$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, $\lambda = 0,035$;

$\rho_{\text{срвзвзс}}$ и $\rho_{\text{срвзвос}}$ – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м³ (

$$\rho_{\text{срвзвзс}} = 1193,60 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_{\text{срвзвос}} = 1523,62 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$V_{\text{ос}}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{\text{зс}}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе, равная 0,6 м/с;

L – длина ствола скважины, м ($L = 2730$ м);

$L_{\text{к}}$ – длина ствола кондуктора, м ($L_{\text{к}} = 710$ м);

$D_{\text{эк.д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну (0,2159 м);

$D_{\text{эк.н}}$ – наружный диаметр обсадной колонны (0,1683 м);

$k_{\text{срвзв}}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины ($k_{\text{срвзв}} = 1,2$);

$D_{\text{к.вн}}$ – внутренний диаметр кондуктора 0,2287 м).

Максимальное гидростатическое давление в кольцевом пространстве $P_{\text{гс кп}} = 27,3$ МПа.

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гдкп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}};$$

$$27,3 + 0,24 \leq 0,95 \cdot 51,59;$$

$$27,54 \leq 49,01.$$

Условие прочности выполняется, следовательно,

возможно выполнение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

6.7 Выбор тампонажных растворов

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (70 кг/м³) и «МБП-МВ» (15 кг/м³).

В качестве продавочной жидкости используется техническая вода плотностью 1000 кг/м³.

Для приготовления раствора нормальной плотности (1800 кг/м³) будем использовать марку цемента ПЦТ-I-150 с плотностью сухого цемента 2900 кг/м³. Для приготовления облегченного тампонажного раствора (1400 кг/м³) используем марку цемента ПЦТ-III-Об 5-100 с плотностью сухого цемента 2700 кг/м³.

Результаты составных компонентов технологических жидкостей сведены в таблицу 32.

Таблица 32 - Количество составных компонентов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Плотность жидкости, кг/м³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная ж.	1050	МБП-СМ / МБП-МВ	787,465
Продавочная ж.	1000	-	-
Облегченный ТР	1400	ПЦТ-III-Об5-100 НТФ	21,082
Нормальной плотности ТР	1800	ПЦТ - II - 150 НТФ	6,156

6.8 Выбор буровых растворов

Интервал под направление: направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении интервала под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия интервала четвертичных отложений (см. таблице 3) на 10 м. Четвертичные отложения в нашем случае залегают на глубине 40 м, при этом условии глубину спуска направления принимаем равной 50 метров.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор **глинистого типа (бентонитовый раствор)**. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается *каустической содой*.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 40.

Таблица 33 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование кислотности среды	0,7-1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	50-60

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 34.

Таблица 34 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,150
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Интервал под кондуктор: глубина спуска кондуктора определяется из условия множества факторов, в том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти и участки осложнений.

Глубину спуска кондуктора принимаем равной 710 метров. При данном значении перекрываются некоторые участки осложнения по разрезу, а именно:

- а) поглощение бурового раствора на глубине в интервале 0-260 метров (интенсивность – 1 м³/час);
- б) неустойчивость стенок скважины на глубине 0-693

метра (при плотности раствора <1140 кг/м³);

в) водоносный горизонт на глубине 40-170 метров;

г) прихваты на глубине 0-260 метров и 260-693 метра (при плотности раствора <1140 кг/м³);

д) область кавернообразования на глубине 260-693 метра.

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить **ингибирующий буровой раствор**. При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка ТехноSOAP Р. Компонентный состав ингибирующих растворов представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м³	
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3	0,4-0,5
Глинопопрошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	7-15	30-40
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5	0,2-0,5
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	-
Полиакрилат	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15	-
ПАЦ НВ	Понизитель	Регулятор	0,5-0,6	5

	фильтрации	фильтрации		
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5	3-5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1	-

Данные растворы после приготовления обеспечивают следующие технологические свойства, отраженные в таблице 36.

Таблица 36 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора при бурении интервала под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см ³	1,150	1,150
Условная вязкость, с	30-40	20-35
Пластическая вязкость, сПз	15-20	10-18
ДНС, дПа	35-80	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10	6-10
рН	8-9	8-9
Содержание песка, %	< 1,5	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну: эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. Поскольку продуктивный пласт Тюменской свиты залегает на глубине 2700 метров, тогда с учетом перекрытия глубина спуска эксплуатационной колонны будет составлять 2730 метров.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта J₁₋₂ tm. Данные проблемы решаются с использованием **полимерного (инкапсулированного) бурового раствора**. Данный буровой раствор обрабатывается CaCO₃ (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), *каустической содой* (контроль pH), *биополимерами* (структурообразователь), *смазочными добавкам* (снижение коэффициента трения), *инкапсуляторами* (регулятор водоотдачи). Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице 44.

Таблица 37 - Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м³
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3-0,4
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности	40-45

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 38.

Таблица 38 - Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора при бурении интервала под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,175
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

7. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ

В данной главе представлены основные осложнения в соответствии с исходными условиями бурения, методы их профилактики и ликвидации. Так же для каждого отдельного осложнения приведен сравнительный анализ нескольких методов борьбы с ним на основе выбранных и доступных для анализа критериев:

- стоимость реализации (цена реагентов и оборудования);
- трудоемкость операции (обоснование трудоемкости проводилось на основе поэтапности методов, доступности оборудования и контроля при применении выбранного метода в процессе бурения);
- применимость к исходным условиям (критерий характеризует возможность применения выбранного метода к имеющимся условиям бурения).

В таблице 2 представлены основные осложнения по разрезу. В фактический перечень осложнений входят:

1) **Поглощение бурового раствора.** В результате этого осложнения происходит полная или частичная потеря циркуляции бурового раствора, которая в свою очередь может привести к аварии;

2) **Неустойчивость стенок скважины.** Может привести к существенному сужению ствола скважины. Особенно выражено проявляется на искривленных интервалах, сложенных мягкими или неустойчивыми породами;

3) **Наличие многолетнемерзлых пород.** Данное осложнение оказывает негативное влияние как на качество цементирования, так как при растеплении ММП образуются каверны большого размера, а влияние низкой температуры может привести к затвердеванию цементного раствора до начала схватывания;

4) **ГНВП.** Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования и приводит к авариям;

5) **Прихваты буровой колонны и инструмента;**

6) **Интервалы кавернообразования.**

Поглощение. В целях профилактики поглощений предусмотрены следующие мероприятия:

- контроль плотности бурового раствора;
- контроль скорости СПО (в целях борьбы с эффектом поршневания);
- выбор и поддержания оптимального зазора между трубами и стенкой скважины (снижение гидравлических сопротивлений в скважине);
- плавный пуск насосов (недопущение гидравлических ударов);
- бурение интервалов катастрофических поглощений с повышенной скоростью (за короткие сроки пробурить участок осложнения и перекрыть обсадной колонной).

В таблице 39 представлены основные предполагаемые методы борьбы с поглощениями бурового раствора, а в таблице 46– сравнительный анализ данных методов по трем выбранным показателям.

Таблица 39 - Методы борьбы с поглощением бурового раствора

Метод	Описание
Комбинированная кольматационная смесь	В целях ликвидации интервала поглощения бурового раствора предусматривается применение специальной кольматационной смеси разнофракционного состава, включающей в себя волокнистый наполнитель и водонабухающие частицы. Смесь подается на участок осложнения и закупоривает интервал поглощения.
Быстросхватывающийся состав (БСС)	Метод представляет из себя закачку смеси цемента и других материалов, резко уменьшающих сроки схватывания раствора, закачиваемого в зоны поглощения в целях ликвидации осложнения.
Контроль плотности	Метод основан на подборе плотности бурового раствора, при котором создаваемое им гидростатическое давление будет оказывать минимальное противодействие на зону поглощения.

Таблица 40 - Сравнительный анализ применения методов борьбы с поглощениями

Метод	Показатель		
	Стоимость агента (на 200 баррелей раствора), руб.	Трудоемкость операции	Применимость к исходным условиям
Комбинированная кольматационная смесь	30 000 (ореховая скорпула)	Малая	Да
Быстросхватывающаяся смеси	205 000 (цемент ПЦТ 1-100)	Средняя	Да
Контроль плотности	- (обуславливается ценой утяжелителя)	Малая	Нет

Интенсивность поглощения бурового раствора по разрезу не превышает 5 м³/ч, и, по категории интенсивности, оценивается как малая. Для данной интенсивности

допускается бурение без применения методов ликвидации поглощения, однако ввиду значительного интервала участка поглощения, имеется необходимость рассмотрения применения наиболее распространенных методов борьбы с поглощением для исходной интенсивности. Применение БСС для данных условий является довольно категоричным решением, поэтому в первую очередь рассматривается применение кольматационной смеси или же контроль плотности бурового раствора для снижения противодавления на пласт.

Рассчитаем плотность бурового раствора с минимальным противодавлением:

$$\rho_{max} = \frac{P_{пл} \cdot k_p}{gH} \quad (33)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа; H - глубина залегания кровли пласта, м; k_p - коэффициент превышения, равен 1,1 (при $H < 1200$ м).

$$\rho_{max} = \frac{0,01 \cdot 850 \cdot 10^4 \cdot 1,1}{9,81 \cdot 850} = 1121,3 \text{ кг/м}^3$$

Использование данной плотности раствора и самого метода в нашем случае для предотвращения поглощения не рекомендуется, так как для данного интервала соответствует также осложнение в виде неустойчивости стенок скважины, которое проявляется при плотности бурового раствора, меньше 1140 кг/м^3 .

Применение БСС предусматривается только в случае, если закачка кольматационных смесей не дала результатов, также их применение в частности позволит решить осложнение в виде кавернообразования, которое также характерно для данного интервала глубины. Таким образом,

ликвидация поглощения предусмотрена за счет применения кольматационной смеси.

Неустойчивость стенок скважины. Неустойчивость стенок скважины, вызвана несбалансированным бурением, разрушением и набуханием глинистых пород.

Основные меры профилактики неустойчивости стенок скважины:

- контроль плотности бурового раствора (недопущение резких скачков плотности);

- контроль фильтрации бурового раствора (контроль водоотдачи в целях недопущения взаимодействия фильтрата БР со стенками скважины);

- контроль скорости СПО (недопущение эффекта поршневания);

- применение пеногасителей (недопущение снижение плотности раствора);

- высокая скорость бурения в опасных интервалах;

- применение простых КНБК (минимальное количество перепадов в диаметре и ширине зазоров кольцевого пространства);

- плавный пуск насосов (недопущение гидравлических ударов на горную породу).

В таблице 41 представлены основные предполагаемые методы борьбы с неустойчивостью стенок скважины, а в таблице 42 – сравнительный анализ данных методов по трем выбранным показателям.

Таблица 41 - Методы борьбы с неустойчивостью стенок скважины

Метод	Описание
Повышение плотности бурового раствора и снижение его водоотдачи	Повышение плотности раствора в целях поддержания необходимого показателя давления бурового раствора на стенки скважины. Так же в раствор вводятся ингибиторы, лучшим из которых является хлористый калий. Ионы калия обволакивают глинистые частицы, препятствуя их дальнейшей диспергации. Ингибирующими свойствами обладают также хлористый натрий, алюинокалиевые квасцы, гипс, хлористый кальций.
Цементация (метод упрочнения горных пород)	Упрочнение горных пород путем установки цементных мостов в интервалах неустойчивости стенок скважины. Цементный раствор закачивается через трубы с обязательной установкой пакера над зоной цементации для продавливания смеси в трещины под давлением до 20 МПа. Ширина трещин должна быть не менее 0,1 мм, в противном случае цемент отфильтровывается.
Силикатизация	Силикатизация наиболее эффективна в упрочении песков. При двухслойной силикатизации в породу поочередно нагнетается силикат натрия (Na_2SiO_3) и раствор хлористого кальция (CaCl_2). При их взаимодействии образуется гель, скрепляющий породу.

Таблица 42 - Сравнительный анализ применения методов борьбы с неустойчивостью стенок скважин

Метод	Показатель		
	Стоимость	Трудоемкость операции	Применимость к исходным условиям
Повышение плотности бурового раствора и снижение его водоотдачи	5000 руб./т (барит) 2669 руб./т (бентонит)	Малая	Да
Цементация	6700 руб./т	Средняя	Да

Силикатизация	33 000 руб./т (Na_2SiO_3) 13500 руб./т (CaCl_2)	Средняя	Да (эффективно для песчаников)
---------------	---	---------	---

При выборе метода для борьбы с неустойчивостью стенок скважины, в первую очередь рассматриваем сравнительно наиболее простые методы. В данном случае, выбор стоит между силикатизацией и повышением плотности бурового раствора с добавлением в него ингибиторов диспергации с целью создания противодействия на стенки скважины и предотвращения диспергации глин.

Метод силикатизации наиболее эффективен для упрочнения и схватывания песчаников, однако данная операция более сложна в плане реализации, чем утяжеление раствора с добавлением в него ингибиторов диспергации. Геологический разрез скважины сложен также высоким содержанием глин, ввиду чего применение ингибиторов диспергации является оптимальным технологическим решением. Повышение плотности раствора более простая операция в сравнении с силикатизацией, так как в данном случае для реализации метода достаточно введение в раствор утяжелителей и, опционально, ингибиторов диспергации. К тому же, стоимость реализации операции по утяжелению раствора дешевле, чем проведение силикатизации.

ММП. В целях профилактики растепления ММП предусмотрены следующие мероприятия:

- снижение температуры бурового раствора;
- увеличение скорости проходки заданного интервала (для быстрого прохода интервала осложнения и его обсаживания);

- применение соляных растворов;
- применение растворов на неводной основе (низкотемпературных эмульсий);
- использование продувки воздухом (при бурении на небольших глубинах);
- использование пен вместо растворов;
- применение термокейсов (термоизоляция обсадными трубами с двойной стенкой, пространство между которыми заполнено теплоизолятором).

Осложнение в виде ММП в соответствии с исходными условиями представлено на интервале глубины 0-15 метров. Методы ликвидации и борьбы с данным осложнением представлены в таблице 42, а их сравнительный анализ по выбранным показателям – в таблице 43.

Таблица 42 – Методы борьбы с ММП при бурении

Метод	Описание
Использование соленых охлажденных растворов	Для предотвращения растепления ММП предусматривается применение охлажденных растворов с температурой -2,5-0°С. В целях снижения температуры замерзания бурового раствора предусматривается введение солей (NaCl, KCl, Na ₂ CO ₃).
Продувка охлажденным воздухом	Подача в скважину охлажденного воздуха с температурой, соответствующей температуре ММП, или ниже.
Термокейс	Термоизоляция обсадными трубами с двойной стенкой, пространство между которыми заполнено теплоизолятором, участков с ММП в целях предотвращения их растепления

Таблица 43 – Сравнительный анализ применения методов борьбы с растеплением ММП

Метод	Показатель		
	Стоимость метода, руб.	Трудоемкость	Применимость

		операции	ИСХОДНЫМ УСЛОВИЯМ
Использование соленых охлажденных растворов	25 000 руб./т (KCl)	Малая	Да
Продувка охлажденным воздухом	188 000 (стоимость холодильного агрегата)	Малая	Да
Термокейс	49 000 руб. /м (735 тыс. руб. на 15 м)	Незначительная	Да

Применение продувки охлажденным воздухом для бурения интервала залегания ММП 0-15 метров возможно, но для проведения данной технологии требуется применение специального оборудования, также при использовании данной технологии эффективность выноса выбуренной породы снижается. Использование термокейс-колонны является эффективным решением для регионов с холодным климатом, но отличается сравнительно высокой дороговизной ее применения. Также применение термоизолирующих обсадных колонн в большей степени характерно для районов Крайнего Севера.

Так как интервал 0-15 метров соответствует участку размещения направления, то для бурения данного интервала целесообразнее всего использовать соленые охлажденные растворы. Так, например, для бурения данного интервала, в качестве бурового раствора можно рассматривать воду с содержанием в ней солей NaCl или KCl, что обуславливает экономичность и простоту данного метода борьбы с ММП при исходных условиях бурения.

ГНВП. Под газонефтеводопроявлением (ГНВП), как физическим явлением, понимается перенос пластовых флюидов из пород, слагающих разрез, в БР, заполняющий пространство скважины. Основная причина ГНВП – превышение пластового давления над давлением в скважине.

Снижение забойного давления ниже пластового может происходить за счет:

- снижения плотности промывочной жидкости ниже нормы, предусмотренной ГТН или планом работ;
- несоответствия конструкции скважин и противовыбросового оборудования (ПВО) горно-геологическим условиям вскрытия пласта и требованиям ПБ, отсутствие устройств для перекрытия канала бурильных труб;
- плохого контроля за техническим состоянием и неправильная эксплуатация ПВО;
- недолива БР при подъеме бурильного инструмента;
- поршневания при подъеме труб;
- поглощения жидкости, находящейся в скважине;
- снижения уровня при гидроразрыве горизонта, вызванного большой репрессией на пласт (высокая скорость спуска и др);
- большой скорости спуска (более 1м/с) и резкого торможении;
- неправильной установки жидкостных ванн;
- чрезмерной высоты столба нефтяной ванны при ликвидации прихватов;
- спуска колонны труб без заполнения их промывочной жидкостью;

- создания зон несовместимости при недоспуске промежуточных колонн или кондуктора;

- длительных простоев скважины без промывки (седиментация, контракция);

- некачественного цементирование обсадных колонн;

- неправильного глушение скважины перед ремонтом.

Предупреждение газонефтеводопроявлений:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);

- установка автоматической газокаротажной станции (АГКС);

- установка в КНБК клапана - отсекателя, а под ведущей трубой шарового крана;

- на скважине должен быть обеспечен запас жидкости с соответствующей плотностью в количестве не менее 2-х объемов скважины.

- контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях);

- при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в ГТН;

- выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента;

- снижение скорости спуско-подъемных операций;

- долив скважины при подъеме инструмента, если объем долива сокращается, то подъем необходимо прекратить, скважину промыть;

- при появлении признаков проявлений при поднятом инструменте, необходимо начать спуск его на максимально возможную глубину;

- при вынужденных остановках колонна бурильных труб должна быть поднята до башмака обсадной колонны, и раз в сутки должна опускаться до забоя для промывки скважины.

- если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то должны приниматься меры по его дегазации;

- при перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважин незагерметизированным;

- при обнаружении признаков газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

В таблице 44 представлены основные предполагаемые методы борьбы с ГНВП, а в таблице 45 – сравнительный анализ данных методов по трем выбранным показателям.

Таблица 44 – Методы борьбы с ГНВП в процессе бурения

Метод	Описание
Контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях)	Необходимо не допускать увеличения относительной скорости выходящего потока бурового раствора при постоянной производительности насоса. Также необходимо контролировать объем бурового раствора в приемных емкостях.
Контроль свойств раствора	Свойства раствора должны соответствовать свойствам, указанным в ГТН. При снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в ГТН. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то должны приниматься меры по его дегазации.
Долив раствора в скважину при подъеме инструмента	Осуществлять постоянный долив скважины (<i>объем доливаемого раствора</i>) с визуальным контролем уровня бурового раствора на устье скважины. Параметры бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны

Метод	Описание
	отличаться от находящегося в скважине раствора. Обеспечить освещение места долива. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 2,0 м ³ , подъем должен быть прекращён и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при газонефтеводопроявлениях.

Таблица 45 – Сравнительный анализ методов борьбы с ГНВП в процессе бурения

Метод	Показатель		
	Стоимость метода, руб.	Трудоемкость операции	Применимость к исходным условиям
Контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях)	-	Малая	Да
Контроль свойств раствора	-	Малая	Да
Долив раствора в скважину при подъеме инструмента	-	Малая	Да

Прихваты. Исторически разделяют прихваты на обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две отдельные категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание

на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

В процессе бурения прихваты могут происходить по следующим причинам:

- длительное пребывание бурильной колонны в скважине в покое (без вращения);
- слабая устойчивость стенок скважины
- сужение ствола, обусловленное набуханием или сползанием пород;
- поглощение бурового раствора;
- низкое качество бурового раствора, вследствие чего на стенках скважины образуется толстая липкая корка;
- неудовлетворительная очистка бурового раствора в желобах от частиц выбуренной породы;
- недостаточная скорость восходящего потока в затрубном пространстве;
- выпадение утяжелителей из раствора;
- искривление ствола скважины.

Профилактика прихватов:

А) Механических:

- контроль неустойчивости стенок скважины;
- меры профилактики желобообразования;
- контроль заклинок посторонними предметами.

Б) Дифференциальных:

- контроль свойств бурового раствора;
- недопущение статичного положения колонны;

- проектирование кнбк с минимальной площадью контакта со стенкой скважины (актуально для сильно искривленных и горизонтальных стволов)

В таблице 46 представлены основные предполагаемые методы борьбы с прихватами, а в таблице 47 – сравнительный анализ данных методов по трем выбранным показателям.

Таблица 46 – Методы борьбы с прихватами в процессе бурения

Метод	Описание
Расхаживание с вращением	Попытка возвратно-поступательного движения инструмента с целью высвобождения прихваченного инструмента.
Жидкостные ванны	Применение жидкостных ванн – один из основных и наиболее распространенных способов ликвидации прихватов элементов конструкции скважин. Он эффективен для освобождения труб в проницаемых породах, когда колонна прижата к стенке скважины перепадом дифференциального давления. Исходя из геологических условий предусматривается применение нефтяных (для дифференциальных прихватов), кислотных (для карбонатных пород) и хелатных (для глинистых горных пород).
Ясс	Ясс используется для создания импульса ударной нагрузки для высвобождения прихваченной бурильной колонны. Это достигается путем преобразования энергии упругой деформации в кинетическую энергию, которая заставляет «молот» с огромной силой ударить по «наковальне». Эти удары передают нагрузку колонне, освобождая её. Ясс приводится в действие с помощью разгрузки, или нагрузки на него, поэтому его лучше располагать в колонне выше потенциальных мест прихвата.

Таблица 47 – Сравнительный анализ методов борьбы с прихватами инструмента в процессе бурения

Метод	Показатель		
	Стоимость метода,	Трудоемкос	Применим

	руб.	ть операции	ость к исходным условиям
Расхаживание с вращением	-	Незначительная	Да
Жидкостные ванны	-	Малая	Да
Ясс	5 млн. руб	Малая	Да

Выбор метода для ликвидации возникших прихватов определяется их экономической доступности и исходных геологических условий. В данном случае, любой из представленных методов может быть использован для борьбы с прихватами согласно исходным условиям бурения.

Кавернообразование. Явление кавенообразования встречается при прогрессировании неустойчивости стенок скважины или при бурении толщ, сложенных соляными породами, которые растворяются под действием потока жидкости.

Главными мерами профилактики кавернообразования являются:

- профилактика неустойчивости стенок скважины;
- контроль параметров бурового раствора;

В таблице 48 представлены основные предполагаемые методы борьбы с кавернообразованием, а в таблице 49 – сравнительный анализ данных методов по трем выбранным показателям.

Таблица 48 – Методы борьбы с кавернообразованием в процессе бурения

Метод	Описание
Насыщение бурового раствора солями (NaCl, KCl, MgCl ₂)	Буровой раствор насыщается солями в целях увеличения меры инертности к отложениям пород с содержанием солей. Устойчивость (по

Метод	Описание
	отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными породами, независимо от скорости восходящего потока, может быть достигнута лишь при условии полного <i>насыщения бурового раствора солью</i> (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины).
Форсирование режима бурения	При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является <i>максимальное форсирование режима бурения</i> с последующим спуском колонны и ее цементирование.
Применение безводных буровых растворов. (растворы из палыгорскита)	При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения - бурение с <i>применением безводных буровых растворов</i> . Хорошие результаты дает использование солей палыгорскита в буровых растворах и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Таблица 49 – Сравнительный анализ применения методов борьбы с кавернообразованием

Метод	Показатель		
	Стоимость, руб. т	Трудоемкость операции	Применимость к исходным условиям
Насыщение бурового раствора солями (NaCl, KCl, MgCl ₂)	5 000 (NaCl) 25 000 (KCl) 26 600 (MgCl ₂)	Малая	Да
Форсирование режима бурения	Существует вероятность поломки КНБК	Средняя	Да
Применение безводных буровых растворов. (растворы из палыгорскита)	23 000	Малая	Да

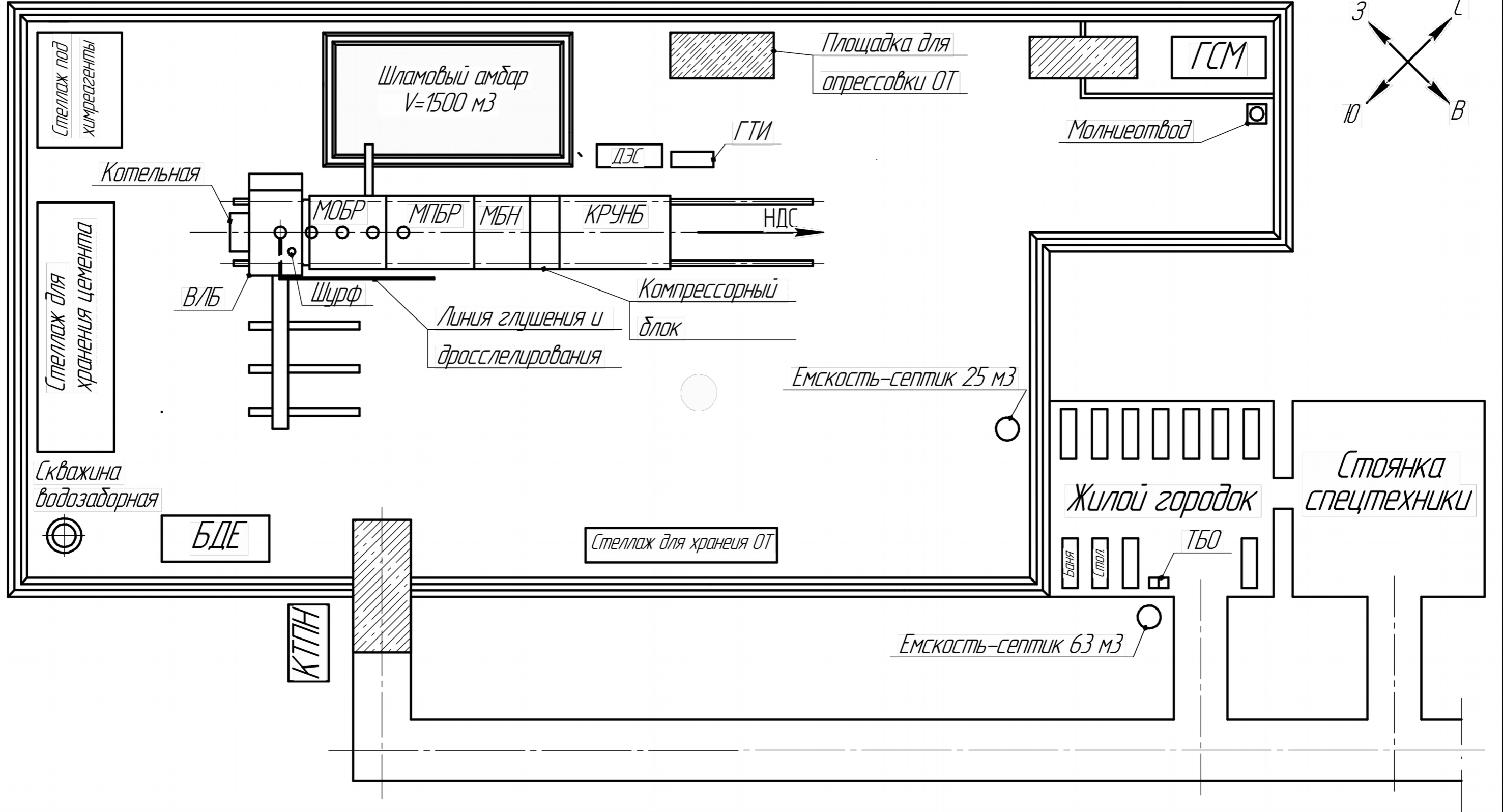
При выборе метода для ликвидации кавернообразования стоит обратить внимание на интервалы данного осложнения. Поскольку кавернообразование распространено на значительных интервалах ствола скважины, в таком случае форсирование режима бурения не рассматривается, поскольку в таком случае предусматривается форсированное бурение около 50% глубины ствола скважины, что может привести к выходу из строя оборудования и КНБК.

В данном случае, стоит рассматривать методы по контролю параметров бурового раствора, а именно, насыщение его солями или применение безводных буровых растворов. Поскольку, как уже было отмечено ранее, разрез сложен значительным содержанием глин, и ценовая составляющая на палыгорскит ниже, чем на соли (NaCl , KCl , MgCl_2), то данный метод рассматривается первоочередно, относительно применения растворов, насыщенных солями. Растворы, приготовленные на основе палыгорскита, имеют хорошую инертность к солевым и глинистым отложениям.

Таким образом, обобщая сравнительный анализ методов при ликвидации осложнений, выбор наиболее подходящего метода для ликвидации возникшего осложнения выбирается на основе исходной геолого-технической информации, а также из условия наличия и доступности необходимых химических реагентов и возможности реализации и целесообразности применения выбранного метода к исходным условиям бурения.

Приложение 1

Схема расположения буровой установки БУ 4500/270 ЭК-БМ и бурового оборудования на Шингинском месторождении



Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.							1:625
Проб.					Лист	Листов	1
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.							