ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Строительство эксплуатационной скважины на Винно-Банновском месторождении

Спец.вопрос: Алгоритм действий при очистки ствола скважины от шлама в процессе бурения

ДИПЛОМНИК ГРУППЫ ОБРЗ-14-01 –БЕРЕЖОК Н.В.
РУКОВОДИТЕЛЬ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ – АРЧИБАСОВ П.В.

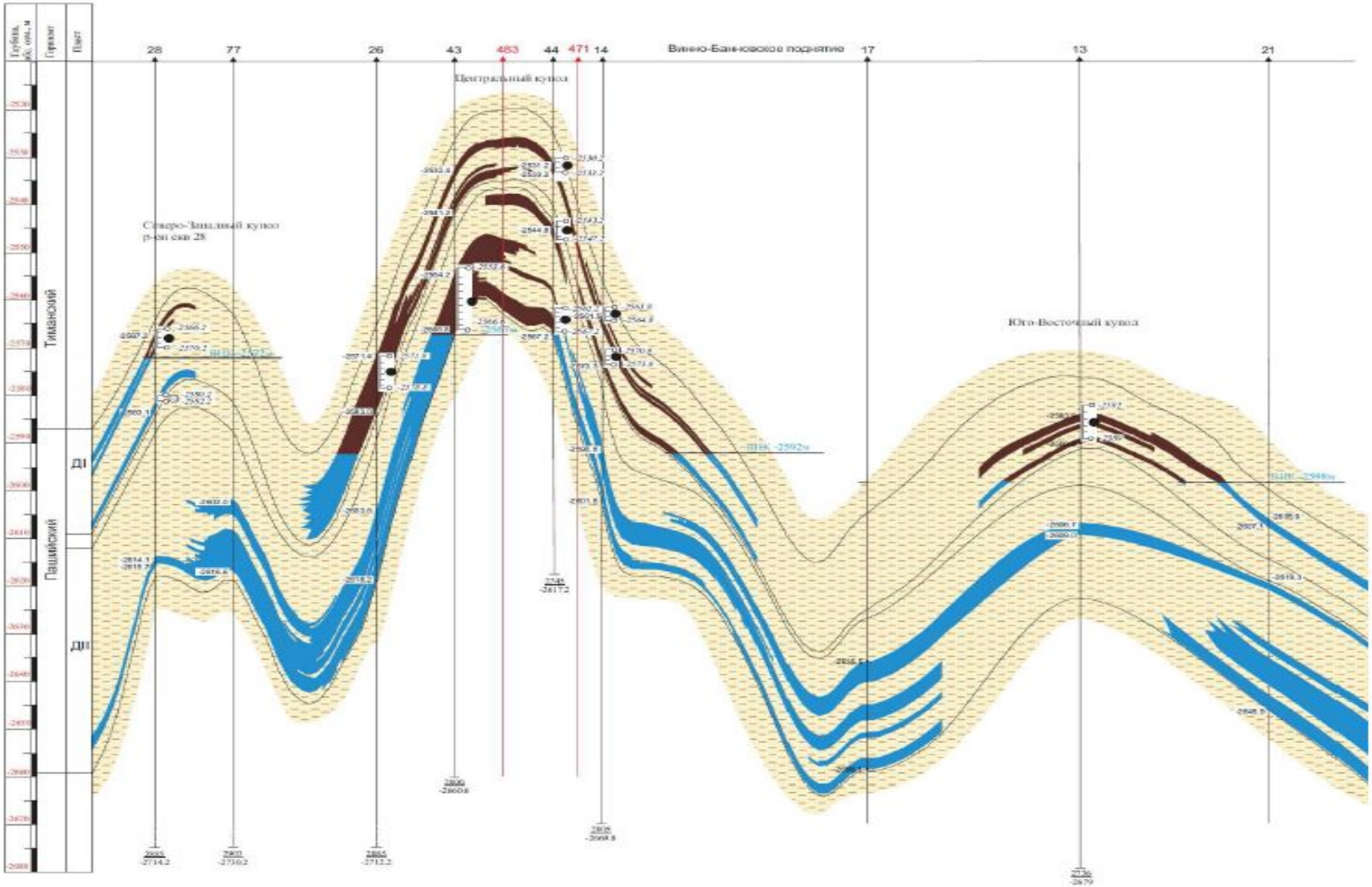
Сведения о районе буровых работ

Наименование данных	Значение
Месторождение	Винно-Банновское
Административное расположение	Россия
• область	Самарская
• район	Кинель-Черкасский
Температура воздуха, °С:	
• среднегодовая	плюс 3,6
• наибольшая летняя	плюс 40 (июль)
• наименьшая зимняя	минус 40 (январь)
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,80
Продолжительность отопительного периода, сут.	206 (с 04.10 -27.04)
Многолетнемерзлые породы	отсутствуют

Назначение скважины, проектная глубина и горизонт

Скважина проектируется для эксплуатации пласта ДI пашийского горизонта, со вскрытием пласта ДII пашийского горизонта Винно-Банновского месторождения.
Проектный горизонт – живетский ярус.
Вид скважин – наклонно-направленный.
Отход от вертикали на кровлю пласта ДI – 603 м
Проектная глубина по вертикали – 2780 м
Проектная глубина по стволу – 2863 м.

Геолого-литологический профиль пласта ДI, ДII Центрального купола Винно-Банновского месторождения



Нефтенасыщенные пласты

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м3		Подвижность, д на сП	Содержание серы	Содержание парафина	Свободный дебит, т/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м3/ т	содержание серово-дорода, %	содержание углекис-лого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжима-емости	давление насыщения в пластовых услови-ях, МПа
P_2^{kl} (КС)	415	420	Карбонатный	800,0	820,0	0,003	2,0	4,4	2,0	40,2	0,0	0,16	1,120	до 14	2,7
P_1^{k} ($К_{II}$)	495	500	Карбонатный	803,0	827,0	0,012	1,72	4,5	2,2	53,5	0,0	0,18	1,33	до 14	2,7
P_1^{ar} (Art_{III})	555	565	Карбонатный	810,0	823,0	0,012	1,72	4,5	2,3	35,3	0,0	0,18	1,33	до 14	2,7
C_2^{ks}(A_0)	1385	1400	Карбонатный	810,0	830,0	0,03	1,20	5,74	3,3	37,8	0,0	0,03	1,30	до 14	5,15
C_1^{b} (A_4)	1455	1475	Карбонатный	811,0	842,0	0,015	1,45	5,66	3,4	34,0	0,0	0,20	1,37	до 14	5,14
C_1^{bb} (C_I)	1985	2000	Терригенный	858,0	897,0	0,112	3,08	4,82	8,6	18,2	0,0	0,18	1,20	до 14	6,0
C_1^{bb} (C_{Ia})	2035	2050	Терригенный	858,0	888,0	0,012	2,53	6,67	9,2	18,2	0,0	0,18	1,20	до 14	4,60
C_I^{rd} (C_{II})	2055	2070	Терригенный	858,0	888,0	0,018	2,53	6,67	5,9	18,2	0,0	0,18	1,20	до 14	4,60
D_3^{ps}($Д_I$)	2695	2715	Терригенный	755,0	801,3	0,100	0,7	5,50	9,1	78,2	0,0	0,25	1,301	до 14	10,60
D_3^{ps}($Д_{II}$)	2735	2745	Терригенный	719,0	806,0	0,115	0,51	4,50	9,8	133,8	0,0	0,17	1,205	до 14	10,96

Водонасыщенность коллекторов

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит, м^3/сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину*	Относится к источнику питьевого водоснабжения
							анионы			катионы					
	от (верх)	до (низ)					CL^-	SO_4^{--}	HCO_3^-	Na^+	Mg^{++}	Ca^{++}			
Q, N	35	40	терригенный	1000,0	-	200-2500	23,90	5,24	20,86	25,50	13,78	19,41	0,99	ГКН	да
C_3	995	1000	карбонатный	1160,0	-	0,1-750	49,80	0,18	0,02	36,89	5,14	7,07	232,00	ХЛК	нет
C_2^{ks}	1400	1410	карбонатный	1160,0	-	0,1-750	49,80	0,18	0,02	36,89	5,14	7,07	232,00	ХЛК	нет
C_1^{b}	1475	1480	карбонатный	1160,0	-	0,1-750	49,80	0,18	0,02	36,89	5,14	7,07	232,00	ХЛК	нет
C_1^{ok}	1790	1795	карбонатный	1160,0	-	0,1-750	49,80	0,18	0,02	36,89	5,14	7,07	232,00	ХЛК	нет
C_1^{bb}	2000	2002	терригенный	1160,0	-	0,1-750	49,80	0,18	0,02	36,89	5,14	7,07	232,00	ХЛК	нет
C_I^{rd}	2070	2073	терригенный	1160,0	-	0,1-750	49,87	0,30	0,16	39,21	4,04	12,97	246,00	ХЛК	нет
C_1^{t}	2120	2125	карбонатный	1160,0	-	0,1-750	49,80	0,18	0,02	36,89	5,14	7,07	232,00	ХЛК	нет
$Д_3^{fm}$	2360	2362	карбонатный	1160,0	-	0,1-750	49,80	0,18	0,02	36,89	5,14	7,07	232,00	ХЛК	нет
$Д_3^{ps}$	2745	2746	терригенный	1180,0	-	0,1-750	49,63	0,13	0,02	33,00	4,04	12,83	240,25	ХЛК	нет

Виды осложнений

Интервал	Виды осложнения
0-340 м, 1400-1455 м, 1760-1780 м, 1935-2120 м, 2675-2780 м.	Осыпи и обвалы
420-455 м, 1540-1740 м, 1900-1930 м, 2400-2435 м.	Поглощение жидкости
415-420 м, 495-500 м, 555-565 м, 1385-1400 м, 1455-1475 м, 1985-2000 м, 2035-2050 м, 2055-2070 м, 2695-2715 м, 2735-2745 м	Нефтегазопроявления
0-340 м, 420-455 м, 1400-1455 м, 1540-1740 м, 1760-1780 м, 1900-1930 м, 1935-2120 м, 2400-2435 м, 2675-2780 м.	Прихваты

Сведения по осложнениям по пробуренным скважинам-аналогам на Винно-Банновском месторождении

№	Интервал		Индекс	Осложнение	Условия возникновения
12	418 1537 1902 2402	455 1736 1928 2436	P2kl C1sr C1ok Д3fm	поглощение поглощение поглощение поглощение	490 мм - 37м, 349,3 мм – 414 м, 269,9 мм – 2079 м 215,9 мм – 2821 Под направление бурение велось на глинистом растворе. С глубины 37 м до 2018 м скважина бурилась с промывкой забой технической водой, ниже глинистым раствором.
43	421 1542 1903 2400	457 1741 1926 2435	P2kl C1sr C1ok Д3fm	поглощение поглощение поглощение поглощение	490 мм- 42 м, 394 мм – 350 м, 269 мм – 2800 м 0-1902 м на технической воде; 1902-2800 на глинистом растворе

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб	Глубина, м	Интервал, м		Приборы
			от	до	
БК, ПС, КС, ДС, профилеметрия, АК	1:500	60	0	60	ЭК-1, АБКТ
		170	0	170	
		770	0	770	
		1335	770	1335	
		1935	1285	1935	
		2645	1885	2645	
		2780 (2863)	2595	2780 (2863)	
		2780 (2863)	770	2780 (2863)	
Инклинометрия проводится через 200 м проходки, с точками замеров через 25 м					ИМ-1, ИН1-721, КИТА
ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК (БМК), АК, НК, ГК, ГГК-П (ГГК-Л), ЛМ, профилеметрия, резистивиметрия	1:200	615	365	615	КС-3, СКО-2, СПАК-8, РК-П, АЯМК-1, АЯМК-П
		1525	1335	1525	
		2120	1935	2120	
		2780 (2863)	2645	2780 (2863)	
РК (ГК+НГК), Э/t	1:500	2780 (2863)	0	2780 (2863)	РК-4-841
Термометрия (ОВПЦ) ГГК-Ц, АКЦ,	1:500	170	0	170	СГДТ-2, КСА-Т7, АКЦ-1
		770	0	770	
		2780 (2863)	0	2780 (2863)	
ГТИ		2780	0	2780 (2863)	

Обоснование типа буровой установки

При строительстве скважины вес бурильной колонны - 102,06 т, вес обсадной колонны - 103,38 т. В соответствие с требованиями ПБ применяемые буровые установки должны иметь грузоподъемность, тс:

- по бурильной колонне не менее 102,06:0,6=170,1;
- по обсадной колонне не менее 103,38:0,9=114,9.

Принимается буровая установка ZJ-40DBS с грузоподъемностью 225 т.

Определим допустимую нагрузку на крюке буровой установки:

- при подъеме (спуске) бурильных колонн, тс: $Q_{доп}$ = 0,6·225=135;
- при спуске обсадных колонн, тс: $Q_{доп}$ = 0,9·200 =203.

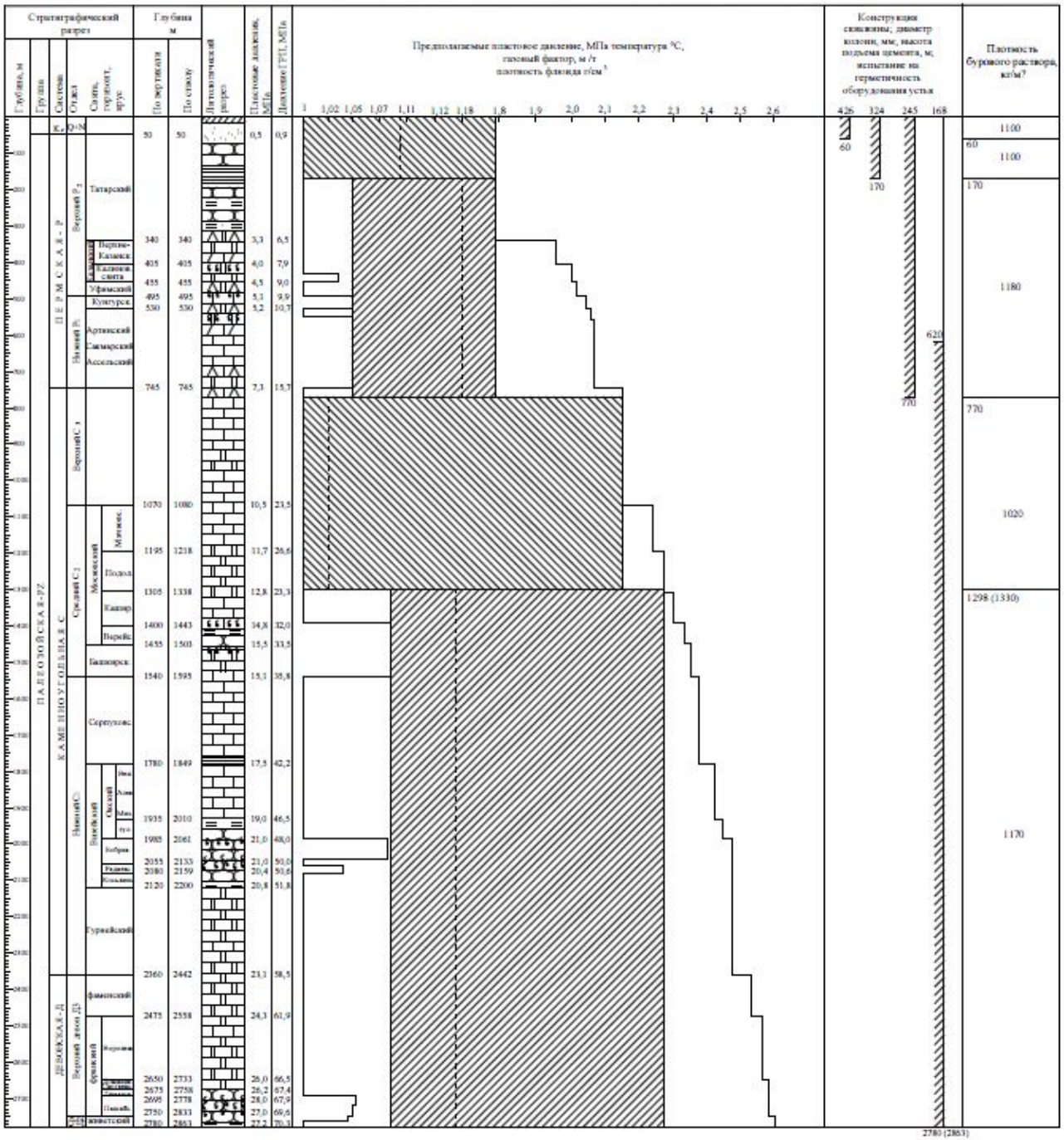
Запас по нагрузке на крюке для буровой установки составит

$$n=102,06:225 = 0,45< 0,6,$$

$$n= 103,38:225 =0,46<0,9.$$

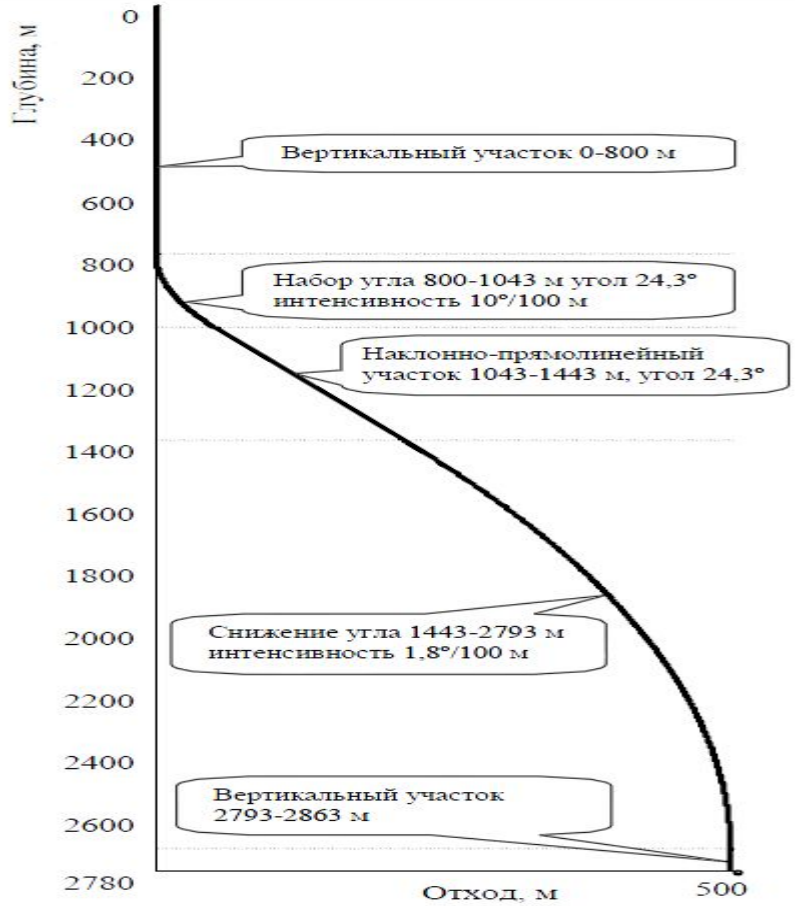
Буровая установка ZJ-40DBS удовлетворяет по грузоподъемности бурению эксплуатационной скважины Винно-Банновского месторождения до проектной глубины.

Совмещенный график давлений



Конструкция скважины

Колонна	Интервал, м		Диаметр, мм	Группа прочности	Высота тампонажа, м
	от	до			
Направление	0	60	426 (490)	Д	0
Кондуктор	0	170	324 (393,7)	Д	0
Техническая	0	770	245 (295,3)	Д	0
Эксплуатационная	0	2863 (2780)	168 (215,9)	Е	620



Профиль скважины

Бурение интервала 0-60 м

Параметры бурения	
Долото	С-ЦВ/ М-ЦГВУ
Тип забойного двигателя	ротор
Механическая скорость, м/час	10,0
Нагрузка на долото, тн	В/И
Частота вращения ротора	40-60
Производительность буровых насосов, л/с	18,09

Бурение в интервале 60-170 м

Параметры бурения	
Долото	FD419SM
Тип забойного двигателя	Д1-240
Скорость выполнения технологической операции, м/час	3,7
Нагрузка на долото, т	Менее веса инструмента на 3-5 т
Производительность буровых насосов, л/с	54,4

Бурение в интервале 170-770 м

Параметры бурения	
Долото	HCD604ZX
Нагрузка на долото, т	16-18 тн
Скорость выполнения технологической операции, м/час	4,35
Тип забойного двигателя	Д1-240
Частота вращения ВЗД, об./мин	116
Производительность буровых насосов, л/с	54,4

Бурение по эксплуатационную колонну

Параметры бурения			
Долото	MDI716LUEPX, GF30WPS, HCD504ZX (GF45WYR)		
Способ бурения	Д5-172	ДРУ-172	Д5-172
Частота вращения ВЗД, об./мин	75	75	75
Скорость выполнения технологической операции, м/час	8,33	8,33	8,33
Нагрузка на долото, т	16-18 тн		
Производительность буровых насосов, л/сек	30,11	18,09	30,11
Интервал, м	770-800	800-1043	1043-2863

Потребность в буровом растворе

Интервал 0-60 м

Участок	Глубина		Длина, м	Ø мм	Коэф-т кавернозности	Объем скважины, $м^3$
Открытый ствол	0	60	60	490	1,5	16,96
Эффективность очистки, %						50,0
Рекомендуемый объем в емкостях, $м^3$						80,0
Объем в скважине к концу бурения, $м^3$						17,0
Потери со шламом, $м^3$						15,3
Потери на фильтрацию, $м^3$						13,4
Объем БР на бурение, $м^3$						125,6
Технический объем, $м^3$						**4,4**
Итого на бурение интервала, $м^3$						**130,0**
Переведено на следующий интервал, $м^3$						**73**

Рекомендуемые параметры раствора

Плотность	$г/см^3$	1,10
Условная вязкость	сек.	50-60
Фильтрация	$см^3$/30 мин	до 12
СНС, 1 мин/10 мин	дПа	15/35
Концентрация водородных ионов		8-9
Пластическая вязкость	сП	1
Содержание песка	%	5

Потребность в буровом растворе

Интервал 1330-2863 м

Участок	Глубина		Длина, м	Ø мм	Коэф-т кавернозности	Объем скважины, $м^3$
Техничка	0	770	770	229,2	1	31,75
Открытый ствол	770	1330	560	215,9	1,3	29,97
Открытый ствол	1330	2863	1533	215,9	1,3	63,41

Эффективность очистки, %	80,0
Рекомендуемый объем в емкостях, $м^3$	140,0
Объем в скважине к концу бурения, $м^3$	125,1
Потери со шламом, $м^3$	85,2
Потери на фильтрацию, $м^3$	56,8
Объем БР на бурение, $м^3$	347,2
Технический объем, $м^3$	**330,8**
Переведено с интервала 170-770, $м^3$	**60**
Итого на бурение интервала, $м^3$	**678,0**
Переведено на следующий интервал, $м^3$	**0,0**

Рекомендуемые параметры раствора

Плотность	$г/см^3$	1,17
Условная вязкость	сек.	40-50
Фильтрация	$см^3$/30 мин	3-4
СНС, 1 мин/10 мин	дПа	15/40
Концентрация водородных ионов		9
Пластическая вязкость	сП	1
Содержание песка	%	1

Коэффициенты запаса прочности труб

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы		Длина секции, м	Масса, т		Натяжение колонны, т		Коэффициент запаса прочности трубы	
	от (верх)	до (низ)		тип, наружный диаметр (мм), марка материала, толщина стенки (мм)	тип замкового соединения		секции	нарастающая, с учетом КНБК	при отрыве от забоя	для доведения нагрузки на забой	на статическую прочность	на выносливость
Бурение	0	60	1	ПК 127х9,19 «Е»	ЗП-162-92	-	-	11,4	20,1	15,1	8,46	>3
Бурение	60	170	1	ПК 127х9,19 «Е»	ЗП-162-92	-	-	28,4	41,3	36,3	5,83	>3
Бурение	170	770	1	ПК 127х9,19 «Е»	ЗП-162-92	638	19,9	42,1	54,8	49,8	4,05	>3
Бурение	770	800	1	ПК 127х9,19 «Е»	ЗП-162-92	692	21,6	36,2	44,2	39,2	4,67	>3
Бурение	800	1043	1	ПК 127х9,19 «Е»	ЗП-162-92	919	39,04	39,29	49,2	40,8	3,42	>3
Бурение	1043	1443	1	ПК 127х9,19 «Е»	ЗП-162-92	1335	41,7	56,3	68,3	53,4	2,88	>3
Бурение	1443	2492	2	ПК 127х9,19 «Е»	ЗП-162-92	2400	74,9	77,9	113,9	84,5	2,06	>3
	2492	2863	1	ПК 127х9,19 «Л»	ЗП-162-92	434	13,9	91,8			2,06	>3
Отбор керна	2818	2828	1	ПК 127х9,19 «Е»	ЗП-162-92	2695	84,2	101,5	126,6	93,2	1,5	>3

Параметры обсадных колонн

Название колонны	Интервал установки, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика труб							
	от (низ)	до (верх)				наруж-ный диаметр, мм	тип соеди-нения	марка стали	толщ. стенки, мм	масса 1 м тру-бы, т	избыт. давл. наружное	избыт. давл. внутрен.	Раст.
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Направление	60	0	60	6,98	6,98	426	БТС	Д	11	0,11638	1,0/8,4	-	>10
Кондуктор	170	0	170	12,94	12,94	324	ОТТМА	Д	9,5	0,0761	1,0/5,4	1,15/2,6	>10
Промежуточная	770	0	770	37,07	37,07	245	ОТТМА	Д	7,9	0,04814	1,0/1,69	1,15/1,5	1,25/6,1
Эксплуатационная	2863	0	2863	103,38	103,38	168	ОТТМА	Е	8,9	0,03611	1,15/1,4	1,15/3,72	1,27/2,42

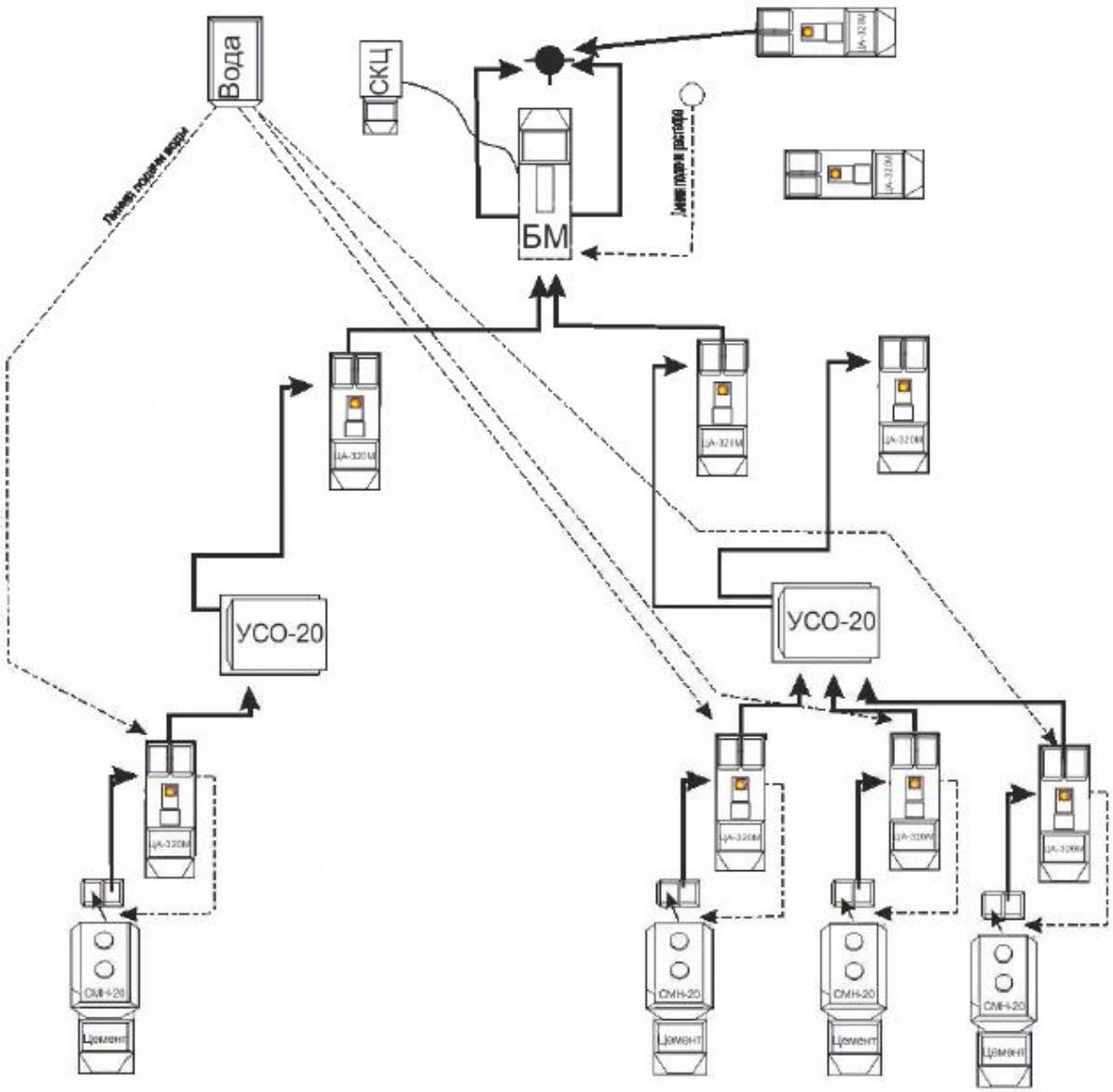
Рекомендации по цементированию проектной скважины

Цементирование направления (0-60 м) и кондуктора (0-170 м) и промежуточной колонны (0-770 м) произвести до устья. Данная операция осуществляется цементом марки ПЦТ I-G-CC-1, плотность раствора - 1900 кг/м^3.

Эксплуатационная колонна цементируется до глубины 620 м в одну ступень, при цементировании применить по интервалам:

- в интервале 2863-1320 м – тампонажный материал на основе РТМ-75ПВ с плотностью цементного раствора 1900 кг/м^3;
- в интервале 1320-620 – облегченный тампонажный материал ОТМ-5 с плотностью цементного раствора 1520 кг/м^3.

Схема обвязки тампонажной техники при цементировании эксплуатационной колонны 168 мм с использованием осреднительной емкости



Очистка ствола

В наклонно-направленных скважинах шлам и фрагменты обвалившейся породы скапливаются на нижней поверхности ствола и формируют слои выбуренной породы, называемые шламовыми подушками. Такие подушки – причина прихватов КНБК.

Шлам скатывается вниз, когда насосы выключены и закупоривают КП. Это может произойти и при работающих насосах.

Надлежащая очистка ствола подразумевает адекватный вынос шлама из скважины, обеспечивающий беспрепятственное прохождение колонны бурильных труб или обсадных колонн.

Очистка ствола

Существует несколько причин некачественной очистки ствола от скопившегося шлама:

- Низкая скорость потока в кольцевом пространстве.
- Некорректные свойства бурового раствора.
- Недостаточное время циркуляции.
- Недостаточная турбулентность потока.

Если не допускать ничего из вышеперечисленного, вероятность недостаточной очистки ствола очень низка!

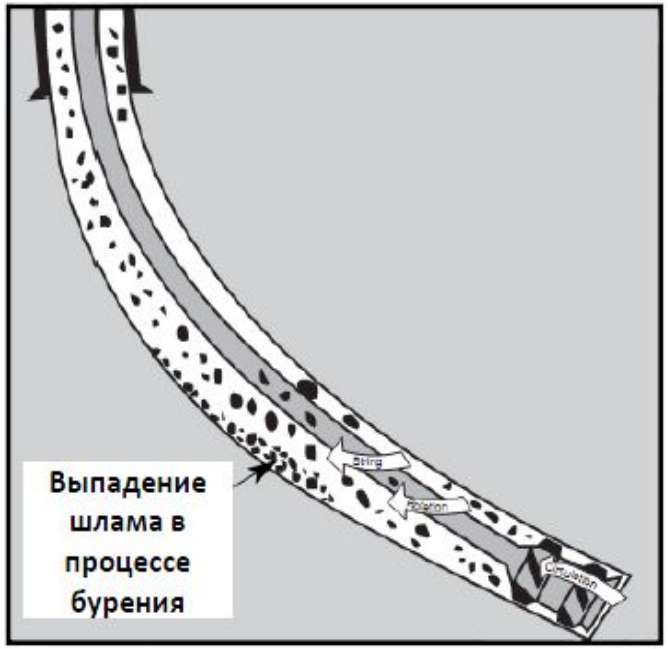
Очистка ствола

ВНИМАНИЮ ПЕРСОНАЛА:

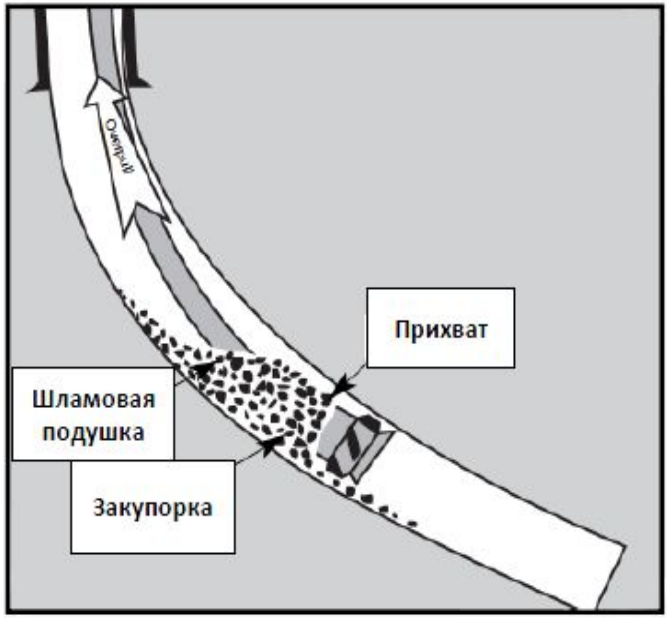
- Затяжки увеличиваются в ходе подъема с забоя (через 7-10 свечей).
- Нестабильное давление на насосе.
- Сложности с подачей нагрузки на долото.
- Сложности с ориентированием отклонителя.
- Отсутствие шлама на ситах.
- Наличие повторно измельченного шлама – мелких твердых частиц (LGS).
- Затяжки при движении колонны бурильных труб внутри ОК.

Выпадение шлама

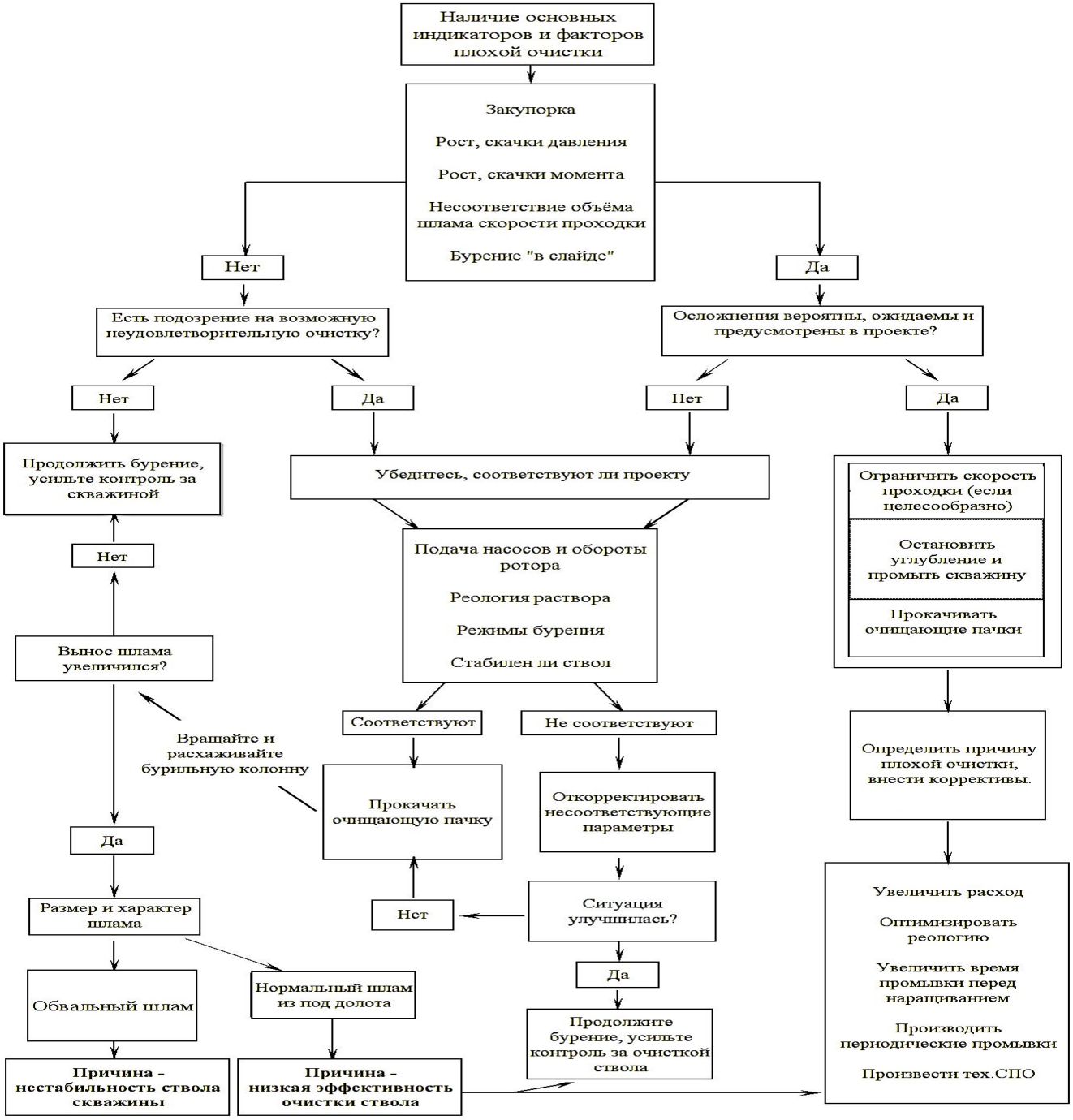
Если шлам не удаляется надлежащим образом из ствола, он скапливается в скважине, рано или поздно приводя к закупорке КП (часто вокруг КНБК) и прихвату бурильной колонны.



Эта проблема часто встречается в интервалах с увеличенным диаметром, где скорость потока в КП падает. В наклонно-направленных скважинах образуются шламовые подушки.



Алгоритм действий



Применение промывающих пачек

Специализированные пачки

Специальные пачки раствора предназначены для разрушения и выноса на поверхность возможных накоплений шлама различных размеров, очистки КНБК и общей очистки ствола скважины, в том числе в качестве профилактического средства; предотвращения сифонов при подъемах инструмента.

Высоковязкая пачка

Высоковязкая пачка эффективна при выносе шлама из вертикальной секции ствола скважины.

В лабораторных условиях было установлено, что при циркуляции вязкой жидкости в местах скопления шлама при больших углах наклона, жидкость обтекала шламовые подушки, ни коим образом не тревожа их. *Поэтому применение вязких пачек в наклонно-направленных скважинах не рекомендуется*

Низковязкая пачка

Основа промывочной жидкости обладает меньшей вязкостью, и поэтому поток ее будет более турбулентным при более низких подачах. Низковязкая пачка поможет разбить и вынести шламовые подушки.

Тяжёлые пачки

Тяжёлой следует считать пачку с удельным весом, превышающим удельный вес рабочего раствора на 0,25 г/см3 и более. Такая пачка поможет очистить ствол, добавив плавучести шламу.

Периодичность прокачивания пачек

В общем случае пачки прокачиваются после окончания бурения интервалов, перед подъёмами для смены КНБК и долота, перед спуском обсадных колонн, перед каротажами.

ВЫВОДЫ

Высоковязкие (желательно еще и утяжеленные) пачки часто эффективны в скважинах диаметром более 8½”, а низковязкие пачки предпочтительны для скважин меньшего диаметра. Конкретные объемы пачек должны рассчитываться с учетом диаметра ствола и гидростатического давления.
Применение низковязких турбулентных пачек в плохосцементированных пластах не рекомендуется, т.к. может произойти обвал или размыв породы.

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ!