

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Инженерно-геологическое обоснование.

1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.

1.2 Описание осложнений

1.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

1.4 Свойства продуктивного пласта и пластовых флюидов

1.5 Термобарические условия

1.6 Конструкция скважины и типоразмеры долот

1.7 Обоснование и требования к буровым растворам

2. Состав и свойства буровых растворов

2.1 Расчет плотности

2.2 Обоснование состава буровых растворов по интервалам

2.3 Расчет реологических характеристик

2.4 Расчет статического напряжения сдвига

2.5 Обоснование фильтрационных свойств и рН4

3. Расчет химических материалов и реагентов

3.1 Расчет объема бурового раствора

3.2 Расчет утяжелителя

Список литературы

Введение

Целью курсовой работы является разработка технологического регламента буровых растворов для конкретных геологических условий, т.е. выбор промывочной жидкости, её состава, реологических свойств на основе геологических, промысловых и технологических условий бурения. В зависимости от геолого-технических условий бурения скважин, буровой раствор должен обладать оптимальными характеристиками для каждого отдельного взятого случая. От качества и соответствия растворов геолого-техническим условиям связанных с прихватами инструмента и устойчивостью ствола скважины, износостойкостью бурового оборудования и инструмента, и, в конечном счёте, стоимость строительства скважины и её долговечность. Комплексный подход к выбору состава и свойств бурового раствора, а так же параметров циркуляции позволит обеспечить выполнение основных функций технологического процесса промывки скважины.

Объектом проектирования служит эксплуатационная скважина №1305 куста №3 Северо-Хоседаюского месторождения.

1. Инженерно-геологическое обоснование

1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Северо-Хоседаюское месторождение по своим характеристикам относится в группу месторождений Центральной части Хорейверской впадины наличием песчаных пластов - коллекторов пашийского и среднедевонского возраста, перекрытых довольно мощной кыновско - саргаевской глинистой покрывкой (20-200 м). Основная характеристика составов горных пород и разрезов представлена в таблице 1-1

Таблица 1-1. Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали / по длине ствола)		Горная порода		Стандартное описание: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	%, в интервале	
Q	0/0	147	Песок Суглинки Глины Песчаник Алеврит Супесь	35 5 30 10 15 5	В верхней части разреза глины, суглинки, супеси с прослоями песков переходящих в песчаники с включениями гальки, гравия различных пород. Ниже переслаивание песков, глин, алевритов. Пески и слабосцементированные песчаники светло-серые, кварцевые, мелкозернистые, слюдистые содержат прослойки глинисто-алевритовой породы. Глины алевритовые и алевриты глинистые, зеленовато-серые.
K ₁	147	190	Песок Глина Алеврит	20 50 30	Переслаивание глин, песков и алевритов. Глины серые, неравномерно алевритистые, слоистые, известковитые. Алевриты серые, глинистые. Встречаются прослойки горючих сланцев, стяжения пирита.
J ₃	190	261	Песок Глина	60 35 5	Песок кварцевый, светло-серый, почти белый, м/зернистый, слюдистый, косослоистый, с тонкими прослойками и линзами глины, с редкими прослоями угля, с включениями гравия, реже валунов. Глины

			Уголь		в зависимости от содержания углефицированных растительных остатков меняют окраску от серого до коричневого.
J ₂₊₁	261	356	Алевролит Песчаник Глина	40 15 45	Глины и алевролиты с прослоями песчаников. Глины серые, зеленовато-серые, горизонтально-слоистые, с растительным детритом. Алевролиты серые, неравномерно глинистые, слюдистые, с растительным детритом, часто переходящие в глины. Песчаники полимиктовые, серые, разнозернистые, глинистые, слюдистые, с обугленным растительным детритом.
T ₂	356	466	Глина Алевролит Песчаник	40 35 25	Глины пестроцветные, слабо алевритистые, аргиллитоподобные, с растительным детритом. Алевролиты серые, неравномерно глинистые, слюдистые. Песчаники полимиктовые, светло-серые, м/зернистые, глинистые, слюдистые.
T ₁	466	1020	Песчаник Глина Алевролит	15 70 15	Глины с прослоями песчаников и алевролитов. Песчаники и алевролиты полимиктовые, зеленовато-серые, разнозернистые, глинистые, слюдистые. Глины пестроокрашенные, аргиллитоподобные, слоистые, слюдистые, известковистые. В основании песчаники зеленовато-серые, средне-, крупнозернистые, полимиктовые плотные, крепкие, с обилием гальки и гравия.
P ₂	1020	1520	Песчаник Глина Алевролит	25 45 30	Переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты серые, зеленовато-серые, м/зернистые, полимиктовые, слабоглинистые, неравномерно известковистые. Глины серые, зеленовато-серые, аргиллитоподобные, неравномерно алевритистые, углистые, слюдистые.
P ₁	1852	1966	Песчаник Глина	40 60	Переслаивание песчаников и глин. Песчаники серые, полимиктовые, мелко-, среднезернистые, неравномерно известковистые. Глины аргиллитоподобные, серые до черных, неравномерно известковистые, алевритистые, волнистослоистые, с конкрециями пирита.
P _{2u}	1020	1520	Известняк Мергель Аргиллит	70 10 20	В верхней части известняки алевритистые. В нижней части карбонатно-глинистая порода с алевритовым материалом, неравномерно окремнённая.
P _{1k}	1520	1852	Известняк	100	Известняки глинистые, алевритистые, переходящие в алевролит.\
P _{1s} + P _{1a}	1852	1966	Известняк Глина	95 5	Переслаивание известняков светло-серых, органогенно-детритовых, участками окремненных и известняков мелкокристаллических, плотных, неравномерно перекристаллизованных, участками доломитизированных, трещиноватых, глинистых с прослоями темно-серых и черных глин.
C ₃	1966	2027	Известняк Глина	95 5	Неравномерное чередование известняков органогенно-детритовых, пористых и известняков мелко-, среднекристаллических, плотных, крепких, участками доломитизированных, глинистых, ангидритов плотных массивных, доломитов плотных, крепких, м/кристаллических участками кавернозных, сульфатизированных с прослоями глин в нижней части разреза.
D ₃	2027	3066	Доломит Известняк Ангидрит Глина	30 40 20 10	
S ₁	3066	3634	Мергель Известняк	15 85	Известняки коричнево-серые, сгустково-комковатые, пористо-кавернозные нефтенасыщенные.

.2 Описание осложнений

Значительную роль при обосновании состава и свойств буровых растворов играют геологические осложнения, для предупреждения которых необходимо использовать специальные технологические мероприятия, в том числе по промывке скважины. К таким осложнениям относятся нестабильность горных пород, слагающих разрез, представленных терригенными глинисто-песчаными или хемогенными породами, поглощение бурового раствора в проницаемых пластах, сальникообразование, прихваты бурильного инструмента в результате подваливания стенок скважины, набухания глинистых пород или прилипания в интервалах повышенной проницаемости, вскрытие ММП, присутствие агрессивных сред, возможные проявления пластового флюида и т.д. Предупреждение перечисленных осложнений может быть обеспечено либо только выбором плотности или другого технологического параметра, либо оптимизацией состава бурового раствора, либо использованием целого комплекса мероприятий. Для принятия верного решения необходимо провести глубокий анализ не только данных, представленных в технических проектах и ГТН, но и результатов бурения скважин на месторождениях с аналогичными геологическими условиями.

Результаты анализа могут быть представлены в виде таблицы (табл.1-2; 1-3; 1-4; 1-5; 1-6; 1-7).

Таблица 1-2. Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграф	Интервал, м (по вертикали / по длине ствола)	Максимальная интенсивность	Расстояние от устья до статического	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² м	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий поглощения
----------------------	---	----------------------------	-------------------------------------	--	---	-----------------------	--

ичеко го подра зделе ния			сивнос ть погло щения, м ³ /ч	уровня при его максимал ьном снижении, м					
	от (верх)	до (низ)							
J ₃ , J ₂₊₁	190	356	н.д.	н.д.	При бурении - н.д. При цементировании - да.	н.д.	н.д.	Поглощения приурочены к интервалам залегания песков в отложениях J ₃ , J ₂₊₁ и песчаников в отложениях T ₃ и обусловлены фильтрационными характеристиками пород и репрессией на пласты в процессе бурения, СПО и цементирования обсадных колонн.	Снижение плотности раствора, струйная кольматация открытой части ствола, намыв наполнителей, закачивание изоляционных смесей, применение специальных перекрывающих устройств.
T ₁	466	1020	н.д.	н.д.		н.д.	н.д.		
C ₂	2027	2295	н.д.	н.д.	да	н.д.	н.д.	Зона поглощения приурочена к органогенно-детритовым, пористым и кавернозным известнякам. Поглощения обусловлены высокими фильтрационными характеристиками пород и репрессией на пласты в процессе бурения и СПО.	
C _{1S2}	2295	2457							
D _{3fm}	2989	3066	40	от 100 до 300	да	н.д.	н.д.	Зона поглощения приурочена к органогенно-детритовым, трещиновато-пористым известнякам продуктивной части горизонта. Поглощения обусловлены высокими фильтрационными характеристиками пород и репрессией на пласты в процессе бурения и СПО.	

Таблица 1-3. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали / по длине ствола)	Буровые растворы, применявшиеся ранее	Врем я начал а осло жнен	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)

						ия, сут		
	От (верх)	До (низ)	Тип раство ра	плотн ость, г/м3	Дополнительные данные пораствору, влияющие на устойчивость пород			
Q+K ₁	0	190	Бентон итовы й, затем полим ерглин истый	1120	$\Phi_{30} = 10-12 \text{ см}^3/30 \text{ мин УВ} = 40-60 \text{ с. СНС1/10} = 30-50/50-80 \text{ дПа}$	От 3 до 5- 7 сут. (при нару шени и техно логи ческ их требо вани й ранее)	Наличие в разрезе ММП и рыхлых, слабосцементированных пород, теряющих связность при оттаивании и гидратации. Размыв ствола скважины. Низкие значения структурно-реологических параметров бурового раствора, повышенное значение фильтрации. Снижение гидростатического давления в скважине при поглощении или недоливе.	Регулирование технологических свойств бурового раствора в пределах заданных проектом и с учетом текущего состояния ствола скважины. Проработка и промывка ствола скважины. Крепление обсадными колоннами.
J, T ₂₊₁ , P ₂ P _{1k} , P _{1ar}	190	1966	Полим ерглин истый с пониж енной диспер гирую щей способ ность ю	1100- 1140	$\Phi_{30} = 8 - 10 \text{ см}^3/30 \text{ мин УВ} = 35 - 60 \text{ с СНС1/10} = 30-50/40-80 \text{ дПа}$	Боле е 20- 30 сут.	Нарушение целостности стенок скважины, сложенных глинистыми и глинисто-карбонатными породами вследствие механического разрушения и разупрочнения при физико-химическом взаимодействии с буровым раствором.	

Таблица 1-4. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали / по длине ствола)		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столбагаза при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)	Мероприятия по предупреждению и ликвидации НГВП
	От (верх)	До (низ)			внутреннее	наружное			
C ₃	2380/2678	2440/2748	нефть	н.д. для расчета	866,7	866,7	Депрессия на продуктивные пласты: - при поглощении, - недоливе скважины, - СПО, - несоответствии плотности бурового раствора градиенту пластового давления.	Пленка нефти, разгазирование и снижение плотности бурового раствора. Перелив на устье скважины и увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях. При герметизации устья - избыточное давление.	1. Постоянный геолого-технологический контроль в процессе углубления скважины. 2. Корректировка плотности бурового раствора и технологических решений по вскрытию продуктивного пласта при уточнении геологических условий. 3. Безусловное выполнение требований ПБНГП - 2003 г. и РД 08-254-98.
S ₁	3066	3634	нефть	72	848	848			

Таблица 1-5. Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали / по длине ствола)	Вид прихвата (от перепада)	Раствор, при применении которого произошел прихват	Наличие ограничений	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий прихвата

ния			а давлени я, заклинк и, сальник о- образов ания и т.д)					на оставле ние инстру мента без движен ия или промыв ки (да, нет)		
	от (верх)	до (низ)		тип	плотн ость, кг/м ³	водоот дача, см ³ /30 мин	Смазывает ающие добавки			
Q+K ₁	0	190	Заклинивание	-	-	-	-	да	Обвал (осыпание) валунно-галечных пород	Применение физико-механических, гидравлических, механических способов или их комбинирование.
J, T, P ₂	190	1966	Дифференциальный (от перепада давления); из-за сальник образования (в отложениях J, T, P ₂). Прихват в желобной выработке	Полимер-глинистый	1100-1140	6-10	ФК-луб, нефть, детергент	да	Наличие в разрезе легкодиспергирующих глинистых пород. Наличие высокопроницаемых пород (в т.ч. продуктивных) и интервалов поглощения. Репрессия на пласт, повышенная фильтрация и фрикционные свойства раствора, избыточное содержание твердой фазы. Наличие желобных выработок. Большая площадь контакта бурильного инструмента со стенками скважины, определяемая профилем ствола.	
C ₃ , C ₂ , C ₁ ,	1966	2457		Хлорка -	1070-1130	6,5-8 (до 15)	ФК-луб, нефть	да		

Таблица 1-6. Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текущих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, кг/м ³	Условия возникновения
	От	до			
Таблица № 1-6 не содержит информации. Текучие породы в разрезе скважины не установлены.					

Таблица 1-7. Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали / по длине ствола)		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
K ₁ , J, T, P ₂ , C, D ₃ fm	147	2989	Сужение ствола скважины в интервалах залегания проницаемых пород.	Образование фильтрационной корки.
C _{1S1}	2090	2295	Коагуляция бурового раствора.	Увеличение показателей реологических параметров и фильтрации при разбуривании сульфатных пород.
T ₂ - D ₃ fm	500	2989	Желобообразование.	Желобообразование обусловлено профилем ствола скважины. Образование желобов наиболее вероятно в интервалах изменения зенитного и азимутального углов, чередования кавернозных, неустойчивых и прочных пород.

3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Физико-механические свойства горных пород - внутренние, присущие данной горной породе особенности, обуславливающие её различие или общность с другими горными породами и проявляющиеся как ответная реакция горных пород на воздействие на неё внешних физических полей или сред. Численно каждое физическое свойство горных пород оценивается размерным или безразмерным параметром (коэффициентом, показателем,

характеристикой) - количественной мерой этого свойства. Физические параметры горных пород могут быть скалярными и тензорными. Широкий диапазон значений физических свойств горных пород объясняется многообразием их минерального состава, строения, многофазностью, а также генезисом горных пород. Физические свойства горных пород, определённые стандартными методами с указанием состава горной породы и её строения, представляют собой стандартные справочные данные (ССД) о горных породах. В соответствии с классификацией <http://www.mining-enc.ru/k/klassifikaciya/>, принятой в физике горных пород, основными группами физических свойств в зависимости от вида внешнего физического поля считаются: плотностные, механические, тепловые, электрические, магнитные, волновые, радиационные, гидрогазодинамические. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины приведены в таблице 1-8.

Таблица 1-8 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения.	Интервал, м (по вертикали / по длине ствола)		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплотность пород	Твердость, МПа	Абразивность	Категория пород	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е*10 ⁻⁴ МПа	Гидратационное разуплотнение (набухание) пород
	От (верх)	До (низ)														
Q	0/0	147	Песок Суглинки Глины Песчаник Алевролит Супесь	2,00 2,20 2,15 2,61 2,68 2,10			60 20				150 100 100 500 500 150	6 2 2 6 6 6	Мягкая Мягкая Мягкая Средняя Средняя Мягкая	0,35 0,38 0,38 0,35 0,33 0,35	3,5 1,5 1,5 3,3 3,3 2,1	нет да да нет нет нет
K1	147	190	Песок Глина Алевролит	2,10 2,15 2,59			40				150 100 500	6 2 6	Мягкая Мягкая Средняя	0,35 0,38 0,33	3,5 1,5 3,3	нет да нет
J3	190	261	Песок Глина	2,15 2,20 1,50							150 100 100	6 2 2	Мягкая Мягкая	0,35 0,38	3,5 1,5 1,7	нет да нет

			Уголь										Мягкая	0,2		
J2+1	261	356	Алевролит Песчаник Глина	2,59-2,68 2,63 2,25			35 35			500 500 100	6 6 2	Средняя Средняя Мягкая	0,33 0,33 0,38	3,3 3,3 1,5	нет нет да	
T2	356	466	Глина Алевролит Песчаник	2,25 2,59-2,68 2,63			35 35			100 500 500	2 6 6	Мягкая Средняя Средняя	0,38 0,33 0,33	1,5 3,3 3,3	да нет нет	
T1	466	1020	Песчаник Глина Алевролит	2,63 2,30 2,59-2,68			35 35			500 100 500	6 2 6	Средняя Мягкая Средняя	0,33 0,38 0,33	3,3 1,5 3,3	нет да нет	
P2	1020	1520	Песчаник Глина Алевролит	2,63-2,73 2,35 2,59-2,68			20 30	10		500 100 500	6 2 6	Средняя Мягкая Средняя	0,33 0,38 0,33	3,3 1,5 3,3	нет да нет	
P ₁	1852	1966	Песчаник Глина	2,67 2,35			50	35		500 100	6 2	Средняя Мягкая	0,33 0,38	3,3 1,5	нет да	
P _{2u}	1020	1520	Известняк Мергель Аргиллит	2,74 2,61-2,68 2,63			70	80		1000 200 400	2,5 3 3	Средняя Средняя Средняя	0,33 0,32 0,25	3,5 2,7 2,5	нет да да	
P _{1k}	1520	1852	Известняк	2,74			30	80		1000	2,5	Средняя	0,33	3,5	нет	
P _{1s} + P _{1a}	1852	1966	Известняк Глина	2,41-2,74 2,40	5-13		5	74-100		900 250	4 3	Средняя Средняя	0,33 0,35	3,2 2,1	нет да	
C ₃	1966	2027	Доломит Известняк Ангидрит Глина	2,83-2,86 2,71-2,74 2,89 2,45	8-13 5-19		10	90-93		2000 700-1400 1500 400	5,5 5 3 3	Твердая Ср.-Тв. Твердая Средняя	0,33 0,33 0,37 0,30	6,3 3,2 2,3 2,5	нет нет нет да	
S ₁	3066	3634	Мергель Известняк	2,45 2,41-2,74	3-15	0,0014	10	94-99		400 800	3 5,5	Средняя Средняя	0,30 0,29	2,5 3	да нет	

.4 Свойства продуктивного пласта и пластовых флюидов

Промышленная нефтеносность на Северо-Хоседаюском месторождении установлена в отложениях нижнесилурского отдела (S1). В отложениях верхнедевонского отдела по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, не опробованные в процессе бурения. Сведения, освещающие

	(верх)	(низ)													
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
Q, K, J	0/0	950 /10 08	П	Нет данных											
T	950/ 1008	179 5/1 995	П	1040	н.д.	н.д.	32660 920	13,17 0,27	116 1,9	12921 560,9	456 37,5	6500 325	53	Cl-Ca	нет
P	1795 /199 5	238 0/2 678	П	1048	90	н.д.	40470 1140	145,26 3,03	274,5 4,5	17290 479,3	851,2 70	6600 330	65,8	Cl-Ca	нет
C ₂₋₃	2380 /267 8	255 1/2 877	ПТ	1089	336	н.д.	83054 2343	276 5,74	89,08 1,46	34424 1701,21	2647 217	7936 396	134,1	Cl-Ca	нет
C ₁	2551 /287 7	289 4/3 278	ПТ	1098	12	н.д.	86701 2445	1103 22,96	88,5 1,45	41756 1799,28	2122 175	9719,4 485	142	Cl-Ca	нет
D _{3fm}	2894 /327 8	310 0/3 519	П+КП	1121	165	н.д.	109330 3083,55	1080 22,41	250 4,05	56797 2468,2	1850 151,7	9820 490,1	180	Cl-Ca	нет

Примечание: Условные обозначения в таблице: Cl-Ca - тип воды: хлор-кальциевый (по Сулину).

.4 Термобарические условия

Интервал 0 - 2380 м: grad P_{пл.} = 0,098 МПа/м; T от 2,3 до 54,7 гр.

Интервал 2380 - 3634 м: grad P_{пл.} = 0,01 МПа/м; T до 83,6 гр.

.5 Конструкция скважины и типоразмеры долот

Конструкция скважины спроектирована в соответствии с требованиями ПБ НГП-03 на основании данных о строении геологического разреза и его термобарических характеристиках, долговременной устойчивости пород, возможных осложнениях и данных о результатах бурения на сопредельных структурах и месторождениях с сопоставимыми горно-геологическими условиями. На рисунке 1 представлена конструкция скважины, а данные по колоннам и долотам приведены в таблице.

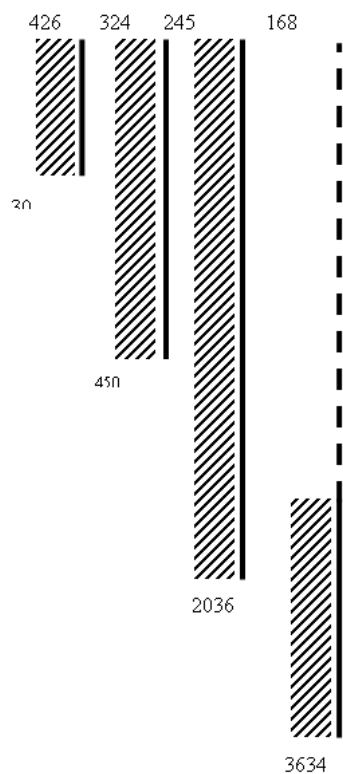


Рис. 1. Конструкция скважины

Таблица 1-10. Данные по колоннам и долотам

Название колонн	Глубина спуска	Диаметр, мм	Цель спуска	Типоразмеры долот
Направление	30	426	Спускается для перекрытия неустойчивых мерзлых пород с установкой башмака направления в глины.	III 490 С-ЦВ..
Кондуктор	450	324	Спускается с целью перекрытия мерзлых пород на всю мощность, выполнения требований противofонтанной безопасности при вскрытии сеномана, оборудования устья скважины ПВО.	III 393,7 М-ЦГВ-R-356.
Промежуточная колонна	2330	245	Спускается одной секцией с целью перекрытия сеноманского продуктивного горизонта, оборудования устья скважины ПВО.	III 295,3 МС-ГВ-R-519

.6 Обоснование и требования к буровым растворам

0-30 м

Так как интервал сложен преимущественно несцементированными проницаемыми песками, при бурении которого наблюдаются частичные поглощения бурового раствора и размыв устья скважины необходимо предусмотреть повышение содержания глинистой фазы и добавку наполнителя

30 - 450 м

Из показаний фактических данных при вскрытии данного интервала ожидается подваливание глинистых пород, аргиллитов и алевролитов. В связи с тем, что глинистых пород в разрезе немного, достаточно, чтобы

буровой раствор обеспечивал высокие показатели работы долот.

450 - 2036 м

Так как данный интервал сложен неустойчивыми глинистыми породами, известняками и возможны осложнения в виде дифференциальных прихватов, сальникообразования следует предусмотреть использование ингибирующих буровых растворов с добавлением смазывающей добавки, а также использование полимерных буровых растворов.

2036 - 3634 м

Продуктивный пласт с возможными нефтепроявлениями и поглощениями бурового раствора, к нему предъявляются следующие требования: сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта, использование кольматанта - утяжелителя

2. Состав и свойства буровых растворов

.1 Расчет плотности

Плотность рассчитывается в соответствии с “Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности”.

Интервал 0 - 30 м

$$P_{пл} = P_{г-ст} = \rho_g \cdot g \cdot H ;$$
$$\rho = \frac{a \cdot P_{пл}}{gH} = \frac{a \cdot gradP_{пл}}{g} = \frac{1.1 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9.81} = 1098 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем $\rho=1100 \text{ кг/м}^3$.

$$\Delta P = P_{скв} - P_{пласт} = 30 \cdot (1100 \cdot 9,81 - 0,0098 \cdot 10^6) = 0,03 \text{ МПа}.$$

,3 < 1,5 МПа - условие выполняется

Интервал 30 - 450 м

$$\rho = \frac{a \cdot P_{пл}}{gH} = \frac{a \cdot gradP_{пл}}{g} = \frac{1.1 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9.81} = 1100 \text{ кг/м}^3.$$
$$\Delta P = P_{скв} - P_{пласт} = 1100 \cdot 9,8 \cdot 450 - 1000 \cdot 9,8 \cdot 450 = 0,44 \text{ МПа}$$

,44 < 1,5 МПа - условие выполняется

Интервал 450 - 1200 м

$$\rho = \frac{a \cdot P_{пл}}{gH} = \frac{a \cdot grad P_{пл}}{g} = \frac{1.1 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9.81} = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

$$\Delta P = P_{скв} - P_{пласт} = 1100 \cdot 9,8 \cdot 1200 - 1000 \cdot 9,8 \cdot 1200 = 1,2 \text{ МПа}$$

1,2 < 1,5 МПа - условие выполняется

Интервал 1201 - 2036 м

$$P_{nl} = P_{cst} \quad a = 1,05 \quad \text{и} \quad \Delta P = 2,5 \div 3 \text{ МПа.}$$

$$\rho = \frac{a \cdot P_{nl}}{gH} = \frac{a \cdot grad P_{nl}}{g} = \frac{1,05 \cdot 0,0104 \cdot 10^6}{9,81} = 1113 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$

$$\Delta P = P_{скв} - P_{наст} = 1100 \cdot 9,8 \cdot 2036 - 1000 \cdot 9,8 \cdot 2036 = 1,9 \text{ МПа}$$

,9 < 2,5-3 МПа - условие выполняется

Интервал 2036 - 3634 м

$$P_{nl} = P_{cst} \quad a = 1,05 \quad \text{и} \quad \Delta P = 2,5 \div 3 \text{ МПа.}$$

$$\rho = \frac{a \cdot P_{nl}}{gH} = \frac{a \cdot grad P_{nl}}{g} = \frac{1,05 \cdot 0,0104 \cdot 10^6}{9,81} = 1113 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$

$$\Delta P = P_{скв} - P_{пласт} = 1100 \cdot 9,8 \cdot 3634 - 1000 \cdot 9,8 \cdot 3634 = 3,5 \text{ МПа}$$

3,5 > 2,5-3 МПа - условие не выполняется

Полученные плотности представлены в таблице 2 - 1.

Таблица 2-1 - Плотности по интервалам.

Интервал, м	Глубина, м	Градиент пластового давления, МПа/м	Установленный Коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым	Установленное значение репрессии, МПа	Расчетное значение плотности бурового раствора, кг/м ³	Проектное значение плотности бурового раствора, кг/м ³	Значение репрессии, соответствующее расчетной плотности бурового раствора, МПа
0-30	30	0,098	1,1	1,5	1100	1120	0,3
30-450	450	0,098	1,1	1,5	1100	1120	0,44
450-1200	1200	0,098	1,1	1,5	1100	1120	1,2
1201-2036	2036	0,0104	1,05	2,5 - 3	1113	1120	1,9
2036-3634	3634	0,0104	1,05	2,5 - 3	1113	1120	3,5*

*для предупреждения дифференциальных прихватов необходимо добавить кольматант.

.2 Обоснование состава буровых растворов по интервалам

- 30 м

В связи с тем, что при бурении в данном интервале возможны растепления ММП и, как следствие, подваливание рыхлых плохосцементированных пород, а также размывы стенок скважины, необходимо предусмотреть следующее: во-первых, использовать для бурения ММП охлажденные до температуры плавления льда буровые растворы; во-вторых, свести к минимуму способность буровых растворов растворять лед; в-

третьих, соблюдать умеренные скорости циркуляции бурового промывочного раствора в кольцевом пространстве скважины; в-четвертых, утяжелять буровой раствор для предупреждения проявлений.

Чтобы обеспечить устойчивость многолетнемерзлых пород, буровой раствор должен обладать минимальной теплопроводностью. К таким растворам относятся газообразные агенты. Для бурения на газообразных агентах требуется специальная система очистки. При выборе этого типа раствора после прохождения интервала ММП нам будет необходимо переоборудовать систему очистки и подачи бурового раствора, что требует значительной траты времени и средств.

Предлагаем использовать пресный полимер - глинистый буровой раствор.

Таблица. Пресный полимер - глинистый буровой раствор

<u>Состав раствора</u> Бентонитовый модифицированный глинопорошок Na ₂ CO ₃ вода	кг/м ³ 10-20 1-3	<u>Назначение реагентов</u> структурообразователь. понижение жесткости фильтрата
---	--------------------------------	---

- 450 м

Анализ геологических условий данного интервала показывает, что сохраняются осложнения, связанные с растеплением ММП до 300 м и набуханием глинистых отложений, а дальше возникают сложности с прихватами бурильных и обсадных труб.

Необходимые условия для бурения в ММП были рассмотрены выше.

Таблица. Пресный полимер - глинистый буровой раствор.

<u>Состав раствора</u> Бентонитовый модифицированный глинопорошок Na ₂ CO ₃ Dextrid NaOH PAC-R Deform FKLUBE Мраморная крошка вода	кг/м ³ 10-20 1-3 2-5 1 3 0,4 3 81	<u>Назначение реагентов</u> структурообразователь. понижение жесткости фильтрата крахмальный реагент регулятор pH стабилизатор пеногаситель смазочная добавка утяжелитель
--	--	--

- 2036 м

На данном интервале необходимо обеспечить борьбу с осложнениями (поглощение бурового раствора от частичного до полного), а также так как интервал сложен в основном известняками с прослоями глин и аргиллитов необходимо обеспечить устойчивость стенок скважины.

<u>Состав раствора</u> Бентонитовый модифицированный глинопорошок Na ₂ CO ₃ Dextrid NaOH PAC-R Deform FKLUBE Мраморная крошка WALL-NUT Резиновая крошка вода кг/м ³ 10-20 1-3 2-5 1 3 0,4 3 81 105 <u>50 Назначение реагентов</u> структурообразователь. понижение жесткости фильтрата крахмальный реагент регулятор pH стабилизатор пеногаситель смазочная добавка утяжелитель борьба с потерей циркуляции кольматант		
--	--	--

Примечание: WALL-NUT, молотая скорлупа грецких орехов, применяется для борьбы с потерей

циркуляции. Существуют три сорта WALL-NUT: мелкозернистый, среднезернистый и крупнозернистый. Все три сорта могут использоваться в качестве наполнителя для обработки интервала поглощения и в цементном растворе для тампонажного цементирования с высокой водоотдачей. Мелкозернистый WALL-NUT может также быть использован в буровом растворе для предотвращения потери циркуляции.

Преимущества: высокая прочность; совместимость с другими добавками.

- 3634 м

При вскрытии продуктивных пластов необходимо обеспечить максимальное снижение содержания глинистой фазы, создание зоны кольматации, которая разрушалась бы при создании депрессии на пласт. Поэтому при вскрытии продуктивного горизонта мы предлагаем использовать безглинистый полимерный буровой раствор или хлоркалийевый раствор.

В качестве безглинистого полимерного бурового раствора мы предлагаем использовать полимеркалийевый раствор

Таблица. Полимеркалийевый раствор

Состав раствора, ХВ - полимер NaOH ЭКОПАК-Р ЭКОПАК- LV KCl ИККАРБ ИКДЕФОМ ИКБАК	кг/м ³ 2-5 1 3 2 50 50 0,2 1	Назначение реагентов Структурообразователь регулятор pH регулятор вязкости и водоотдачи регулятор водоотдачи, разжижитель ингибитор глин карбонатный утяжелитель пеногаситель биоцид
--	---	---

Положительное влияние:

- а) повышает показатели работы долот;
- б) снижает диспергирование глин;

в) повышают качество вскрытия продуктивных пластов

Отрицательное влияние:

а) необходимость использования средств тонкой механической очистки

б) применение очень дорогих полимерных реагентов

в) необходимость четкого соблюдения технологии бурового раствора

Хлоркалийевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности - гидроксид калия. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава, а также улучшает вскрытие продуктивных пластов.

Таблица. Хлоркалийевые растворы

<u>Состав раствора</u> , Бентонит КОН КСІ КМЦ Desco ИКЛУБ ИККАРБ	кг/м ³ 50- 100 5-10 50 5-10 1-2 3-5 50	<u>Назначение реагентов</u> Структурообразователь регулятор рН ингибитор глин регулятор водоотдачи понизитель вязкости, регулятор водоотдачи смазывающая добавка карбонатный утяжелитель
--	--	---

Положительное влияние:

а) снижение гидратации и набухания глин;

б) кольматация пристволенной зоны неустойчивых пород;

в) повышение глиноемкости бурового раствора (максимальное количество глинистой фазы в буровом растворе без изменения реологических характеристик).

Отрицательное влияние:

а) коагуляция глинистых буровых растворов, что повышает расход химических реагентов, время на обработку, а иногда и на ликвидацию аварий;

б) ухудшение стабилизирующих свойств химических реагентов за счет глобулизации и высаливания;

в) повышается коррозия бурильного инструмента.

Для обеспечения требуемых условий мы выбираем полимеркалийевый раствор исходя из соображений лучшего вскрытия продуктивного пласта.

2.3 Расчет реологических характеристик

Определяем реологические константы бингамовской жидкости. Рассчитываем константы поинтервально.

Динамическое напряжение сдвига и пластическая вязкость.

$$\tau_0 = 8.5 \cdot \rho \cdot 10^{-3} - 7.0 \text{ (Па)}$$

$$\eta = 0.033 \cdot \rho \cdot 10^{-3} - 0.022 \text{ (Па} \cdot \text{с)}$$

Значения плотности берем из пункта 2.1.

- 30 м

$$\tau_0 = 8.5 \cdot 1100 \cdot 10^{-3} - 7.0 = 2,35 \text{ Па};$$

$$\eta = 0.033 \cdot 1100 \cdot 10^{-3} - 0.022 = 0,014 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

- 450 м

$$\tau_0 = 8.5 \cdot 1100 \cdot 10^{-3} - 7.0 = 2,35 \text{ Па};$$

$$\eta = 0.033 \cdot 1100 \cdot 10^{-3} - 0.022 = 0,014 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

450 - 2036 м

$$\tau_0 = 8.5 \cdot 1113 \cdot 10^{-3} - 7.0 = 2,46 \text{ Па};$$

$$\eta = 0.033 \cdot 1113 \cdot 10^{-3} - 0.022 = 0,014 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

-3634 м

$$\tau_0 = 8.5 \cdot 1113 \cdot 10^{-3} - 7.0 = 2,46 \text{ Па};$$

$$\eta = 0.033 \cdot 1113 \cdot 10^{-3} - 0.022 = 0,014 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

2.4 Расчет статического напряжения сдвига

Статическое напряжение сдвига определяется по формуле:

$$\theta_{\tau} = \frac{\theta' k \cdot \tau}{1 + k \cdot \tau}$$

где: τ - время, в течение которого производятся исследования:

θ_1 - в течение 1 минуты

θ_{10} - в течение 10 минуты

θ' - минимальное касательное напряжение для удержания частиц выбуренной породы, в зависимости от типа размеров долота.

$$\theta' = \frac{D_m \cdot (\rho_n - \rho) \cdot g}{6 \cdot m}$$

где: D_m - поперечный размер частиц шлама, зависящий от типоразмера долота, см.

Для шарошечных долот с фрезерованными зубьями:

$$D_m = 0,35 + 0,037 \cdot D_{\delta}$$

Для шарошечных долот с зубковым вооружением и алмазных долот:

$$D_m = 0,25 + 0,035 \cdot D_{\delta}$$

ρ_n - плотность породы, г/см³;

ρ - плотность раствора, г/см³;

m - коэффициент формы частиц; =980 см/с²;- коэффициент, учитывающий реологические характеристики, свойства осадка на забое скважины, степень очистки забоя.

$$k = k' = - \frac{m \cdot \theta' \cdot C \cdot \bar{D} \cdot B}{3 \cdot \eta \cdot C_0 \cdot h} \cdot \left[\ln \left(1 - \frac{\bar{D}}{D_m} \right) + \frac{\bar{D}}{D_m} \right]$$

где: C - концентрация выбуренной породы в объеме раствора.

$$C = \frac{V_{пор} \cdot (1 - \varepsilon)}{2 \cdot V_{скв}}$$

$V_{пор}$ - объем выбуренной породы:

$$V_{пор} = K_{кав} \cdot 0,785 \cdot D_{\delta}^2 \cdot \Delta H$$

где: $K_{кав}$ - коэффициент кавернозности;
 ΔH - разница спуска обсадных колонн, м;
 $V_{скв}$ - объем скважины.

$$V_{скв} = V_n + V_{исх}$$

$V_{исх}$ - объем раствора в обсаженной части скважины:

$$V_{исх} = 0,785 \cdot D_{вн}^2 \cdot H_i$$

$D_{вн}$ - внутренний диаметр обсадной колонны на интервале H_i .

$$D_{вн} = D_{нар} - 2 \cdot \delta$$

$D_{нар}$ - наружный диаметр обсадной колоны;

δ - толщина стенки обсадной трубы (если не указана в проекте, принимаем равной 9 мм).

ε - степень очистки бурового раствора, зависит от количества ступеней очистки:

$\varepsilon = 0,35$ для очистки I ступени;

$\varepsilon = 0,65$ для очистки II ступени;

$\varepsilon = 0,7-0,85$ для очистки III ступени (0,7 - по глинам);

$\varepsilon = 0,9$ для очистки IV ступени.

\bar{D} - средний размер частиц выбуренной породы с учетом диспергирования, см;

η - пластическая вязкость, Пз;

C_0 - объемная концентрация выбуренной породы в осадке на забое скважины. $C_0 = 0,5 \div 0,85$ (для расчетов берем 0,7)

h - высота осадка на забое, см. $h=50 \dots 300$ см. (для расчетов берем 100 см).

B - расчетный коэффициент для удержания частиц выбуренной породы:

$$B = \frac{1}{1 + 0,034 \cdot \frac{(\bar{D})^{1,5}}{\eta} \sqrt{\rho \cdot (\rho_n - \rho) \cdot g}}$$

k - определяют для удержания частиц утяжелителя:

$$k = k_y = \frac{0,0667 \cdot m_y \cdot C_y \cdot \bar{D}_y \cdot \theta'}{6 \cdot \eta} \cdot \left(\frac{\rho_y}{\rho} - 1 \right) \cdot \left[\ln \left(\frac{D'_y}{D'_y - \bar{D}_y} \right) - \frac{\bar{D}_y}{D'_y} \right]$$

где: m_y - коэффициент формы частиц утяжелителя (табличное значение);

C_y - объемная концентрация утяжелителя в растворе:

$$C_y = \frac{\rho - \rho_{исх}}{\rho_y - \rho_{исх}}$$

где ρ - расчетная плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{исх}$ - плотность бурового раствора до момента утяжеления, г/см³;

ρ_y - плотность утяжелителя, г/см³;

\overline{D}_y - средний размер частиц утяжелителя, см (табличное значение);

D'_y - максимальный размер частиц утяжелителя, которые удерживаются во взвешенном состоянии при значениях СНС (θ'):

$$D'_y = \frac{6 \cdot m_y \cdot \theta'}{(\rho_y - \rho) \cdot g}$$

Интервал 30 - 450 м

Обсадная колонна \varnothing 324мм. Долото типа III 393,7 М-ЦГВ-R-356. $= 0,35 + 0,037 \cdot 39,37 = 1,8067$ (см)

Порода: $\rho_n = 2,45$ г/см³, $m = 1,6$; $\overline{D} = 0,2$ см

Раствор: $\rho = 1,1$ г/см³, $\eta = 0,14$ Пз

$$\theta' = \frac{1,8067 \cdot (2,45 - 1,10) \cdot 980}{6 \cdot 1,6} = 248,98 \text{ дПа}$$

$K_{кав} = 1,25$ $\Delta H = 420$, $H_{обс} = 30$ м

$$V_n = 0,785 \cdot 0,3937^2 \cdot 1,25 \cdot 420 = 63,88 \text{ м}^3$$

$$D_{\text{вн}} = 0,426 - 2 \cdot 0,011 = 0,404 \text{ м}$$

$$V_{\text{обс. части}} = 0,785 \cdot 0,404^2 \cdot 30 = 3,84 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{скв}} = 63,88 + 3,84 = 67,72 \text{ м}^3$$

$\varepsilon = 0,8$ (3-я степень очистки)

$$C = \frac{63,88 \cdot (1 - 0,8)}{2 \cdot 67,72} = 0,0943 \%$$

$$B = \frac{1}{1 + 0,034 \cdot 0,2^{1,5} / 0,14 \cdot \sqrt{1,10} \cdot (2,45 - 1,10) \cdot 980} = 0,547$$

$h = 100 \text{ см}$

$C_0 = 0,7 \%$

$$k = - \frac{1,6 \cdot 11,65 \cdot 0,0943 \cdot 248,98 \cdot 0,2}{3 \cdot 0,14 \cdot 100 \cdot 0,7} \cdot \left[\ln \left(1 - \frac{0,2}{1,8067} \right) + \frac{0,2}{1,8067} \right] = 0,000925$$

$$\theta_1 = \frac{248,98 \cdot 0,021 \cdot 60}{1 + 0,021 \cdot 60} = 13 \text{ дПа}$$

$$\theta_{10} = \frac{248,98 \cdot 0,021 \cdot 600}{1 + 0,021 \cdot 600} = 89 \text{ дПа}$$

Между θ_1 и θ_{10} большая разница, поэтому производим корректировку согласно

$$\theta_{10} = (1,5 \div 2) \theta_{1_1} = 26$$

$$\theta_{1_1} = 10 \div 20 \text{ дПа}$$

$$\theta_{10} = 20 \div 40 \text{ дПа}$$

Интервал 450 - 2036 м

Обсадная колонна \varnothing 245 мм. Долото - III 295,3 МС-ГВ-R-519.

Порода: $\rho_n = 2,7 \text{ г/см}^3$, $m = 2,6$; $\bar{D} = 0,35 \text{ см}$

Раствор: $\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$, $\eta = 0,14 \text{ Пз}$

$$D_m = 0,35 + 0,037 \cdot 29,53 = 1,44 \text{ см};$$

$$\theta' = \frac{1,44 \cdot (2,7 - 1,1) \cdot 980}{6 \cdot 2,6} = 145 \text{ дПа}$$

$K_{\text{кав}} = 1,15$ $\Delta H = 1586$, $H_{\text{обс}} = 450 \text{ м}$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 1,15 \cdot 1586 = 124,85 \text{ м}^3$$

$$D_{\text{вн}} = 0,324 - 2 \cdot 0,011 = 0,302 \text{ м}$$

$$V_{\text{обс. части}} = 0,785 \cdot 0,302^2 \cdot 450 = 32,22 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{скв}} = 124,85 + 32,22 = 157,07 \text{ м}^3$$

$\varepsilon = 0,8$ (3-я степень очистки)

$$C = \frac{124,85 \cdot (1 - 0,8)}{2 \cdot 157,07} = 0,0795 \%$$

$$B = \frac{1}{1 + 0,034 \cdot 0,35^{1,5} / 0,14 \cdot \sqrt{1,10} \cdot (2,70 - 1,10) \cdot 980} = 0,526$$

$h = 100 \text{ см}$

$C_0 = 0,7 \%$

$$k = - \frac{2,6 \cdot 0,526 \cdot 0,0795 \cdot 145 \cdot 0,35}{3 \cdot 0,14 \cdot 100 \cdot 0,7} \cdot \left[\ln \left(1 - \frac{0,35}{1,4426} \right) + \frac{0,35}{1,4426} \right] = 0,006615$$

$$\theta_1 = \frac{248,98 \cdot 0,021 \cdot 60}{1 + 0,021 \cdot 60} = 41 \text{ дПа}$$

$$\theta_{10} = \frac{248,98 \cdot 0,021 \cdot 600}{1 + 0,021 \cdot 600} = 116 \text{ дПа}$$

Между θ_1 и θ_{10} большая разница, поэтому производим корректировку согласно

$$\theta_{10} = (1,5 \div 2) \theta_1 = 61,5 \text{ дПа}$$

$$\theta_1 = 30 \div 50 \text{ дПа}$$

$$\theta_{10} = 50 \div 70 \text{ дПа}$$

Интервал 2036 - 3634 м

Обсадная колонна \varnothing 168 мм. Долото Ш 215,9 МС-ГВ-R-523.

Порода: $\rho_n = 2,65 \text{ г/см}^3$, $m = 2$; $\bar{D} = 0,4 \text{ см}$

Раствор: $\rho = 1,07 \text{ г/см}^3$, $\eta = 0,13 \text{ Пз}$

$$D_m = 0,35 + 0,037 \cdot 21,59 = 1,15 \text{ см};$$

$$\theta' = \frac{1,15 \cdot (2,7 - 1,07) \cdot 980}{6 \cdot 2} = 148 \text{ дПа}$$

$K_{\text{кав}} = 1,5$ $\Delta H = 1598$, $H_{\text{обс}} = 2036 \text{ м}$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 1,05 \cdot 1598 = 61,39 \text{ м}^3$$

$$D_{\text{вн}} = 0,245 - 2 \cdot 0,01 = 0,223 \text{ м}$$

$$V_{\text{обс. части}} = 0,785 \cdot 0,223^2 \cdot 2036 = 79,48 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{скв}} = 61,39 + 79,48 = 140,88 \text{ м}^3$$

$\varepsilon = 0,8$ (3-я степень очистки)

$$C = \frac{61,39 \cdot (1 - 0,8)}{2 \cdot 140,88} = 0,0436 \%$$

$$B = \frac{1}{1 + 0,034 \cdot 0,35^{1,5} / 0,13 \cdot \sqrt{1,07 \cdot (2,65 - 1,07)} \cdot 980} = 0,512$$

$$h = 100 \text{ см}$$

$$C_0 = 0,7 \%$$

$$k = - \frac{2 \cdot 0,512 \cdot 0,0436 \cdot 140,88 \cdot 0,35}{3 \cdot 0,13 \cdot 100 \cdot 0,7} \cdot \left[\ln \left(1 - \frac{0,35}{1,15} \right) + \frac{0,35}{1,15} \right] = 0,00498$$

$$\theta_1 = \frac{148,24 \cdot 0,00498 \cdot 60}{1 + 0,00498 \cdot 60} = 34 \text{ дПа}$$

$$\theta_{10} = \frac{148,24 \cdot 0,00498 \cdot 600}{1 + 0,00498 \cdot 600} = 111 \text{ дПа}$$

Между θ_1 и θ_{10} большая разница, поэтому производим корректировку согласно

$$\theta_{10} = (1,5 \div 2) \theta_1 = 51$$

$$\theta_1 = 30 \div 40 \text{ дПа}$$

$$\theta_{10} = 40 \div 50 \text{ дПа}$$

2.5

Обоснование фильтрационных свойств и рН

Фильтрационные свойства зависят в первую очередь от природы разбураемых пластов.

- 30 м: $\Phi_{30} \leq 8$ (при бурении на в набухающих и литифицированных глинах);

- 450 м: $\Phi_{30} \leq 8$ (при бурении на в набухающих и литифицированных глинах);

- 2036 м: $\Phi_{30} \leq 8$ (при бурении на в набухающих и литифицированных глинах);

- 3634 м: $\Phi_{30} = 2-6$ (при вскрытии продуктивных пластов).

рН - это формализованное выражение концентрации ионов водорода, которое играет значительную роль в технологии буровых растворов.

Эффективность работы химических реагентов-стабилизаторов в значительной степени зависит от величины рН, особенно в присутствии неорганических ингибиторов и минерализаторов. При этом рН поддерживается в щелочной области.

Во всем интервале бурения поддерживаем рН в пределах $8 \div 9$. Более высокие значения рН не допустимы с точки зрения сохранения устойчивости глинистых пород и предупреждения ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов.

3. Расчет химических материалов и реагентов

.1 Расчет объема бурового раствора

$$V_{бр} = V_{исх} + V_{емк} + V_i$$

где $V_{исх}$ - объем обсадной колонны предыдущий, м³;

$V_{емк}$ - объем рабочих емкостей насосов, м³.

При бурении под направление и кондуктор используется одна рабочая емкость.

При бурении под промежуточные колонны рассчитывается только на все рабочие емкости

При бурении под эксплуатационную колонну рассчитывается на все рабочие и запасные емкости.

$$V_{емк} = V_{max скв} = V_{б.р.вскв}$$

V_i - нарабатываемый объем при бурении объемом бурового раствора, м³

$$V_i = n_p \cdot \Delta H$$

где n_p - норма бурового раствора в зависимости от коммерческой скорости бурения, диаметра долота и степени стабилизации бурового раствора, м³/м.

Скорость бурения 1200 м/ст-мес

Интервал 0 - 30 м

$$V_{емк} = 40 \text{ м}^3; V_{исх} = 0 \text{ м}^3$$

$$V_i = 0,69 \cdot 30 = 20,7 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ор}} = 40 + 0 + 20,7 = 60,7 \text{ м}^3$$

Интервал 30- 450 м

$$V_{\text{емк}} = 40 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{исх}} = 0,785 \cdot 0,404^2 \cdot 30 = 3,84 \text{ м}^3;$$

$$V_i = 0,45 \cdot 420 = 189 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ор}} = 40 + 3,84 + 189 = 232,84 \text{ м}^3$$

Интервал 450 - 2792 м

$$V_{\text{емк}} = 60 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{исх}} = 0,785 \cdot 0,302^2 \cdot 450 = 32,22 \text{ м}^3;$$

$$V_i = 0,25 \cdot 2342 = 585,5 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ор}} = 60 + 32,22 + 585,5 = 677,72 \text{ м}^3$$

Интервал 2792 - 3855 м

$$V_{\text{емк}} = 110 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{исх}} = 0,785 \cdot 0,223^2 \cdot 2792 = 108,99 \text{ м}^3;$$

$$V_i = 0,17 \cdot 1063 = 180,71 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ор}} = 110 + 108,99 + 180,71 = 399,7 \text{ м}^3$$

Полученные данные сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 Объем раствора

Интервал по стволу, м	Диаметр долота, Внутренний диаметр обсадной колонны, $D_{\text{вн}}$ Объемы,		

	M^3		$\frac{V_{ucx} V_{emk}}{V_i \sum V}$			
0-30	490	-	0	40	21	61
30-450	393,7	0,404	4	40	189	233
450-2792	295,3	0,302	32	60	585	677
2792- 3855	215,9	0,223	109	110	181	400

3.2 Расчет утяжелителя

Расчет количества утяжелителя производится по следующим формулам:

а) $Q_{ум} = n_{ум} \cdot a \cdot V_{б/р}$ (полная замена бурового раствора);

б) $Q_{ум} = n_{ум} \cdot a \cdot V_i$ (восполнение растворов, если плотность не меняется или меньше);

в) $Q_{ум} = n'_{ум} \cdot a' \cdot V_i + n''_{ум} \cdot a'' \cdot (V_{исх} + V_{емк})$ (при восполнении раствора, если его плотность больше, чем в предыдущем интервале).

где $n_{ум}$ - норма утяжелителя при повышении плотности на 100 кг/м³;

a - коэффициент учитывающий степень повышения плотности.

$$a = \frac{\rho_y - \rho_{исх}}{100} = 0,7$$

-450 м

$$Q_{ум} = 0,423 \cdot 0,7 \cdot 189 = 55,9 \text{ кг}$$

-2792 м

$$Q_{ум} = 0,361 \cdot 0,7 \cdot 585 = 147,8 \text{ кг}$$

-3855 м

$$Q_{ум} = 0,361 \cdot 0,7 \cdot 585 + 0,367 \cdot 0,7 \cdot (109 + 110) = 204,1 \text{ кг}$$

3.3 Расчет химических реагентов

Расчет химических реагентов производится по следующим формулам:

а) $Q'_p = n_p \cdot V_{\delta/p}$ - при полной замене бурового раствора.

б) $Q_p = n_p \cdot V_i$ - при дообработке.

Интервал 0-30 м

$$Q_{\text{бентонит}} = 10 \cdot 61 = 610 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 1 \cdot 61 = 61 \text{ кг}$$

Интервал 120-450 м

$$Q_{\text{Barazan}} = 4 \cdot 233 = 932 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 1 \cdot 233 = 233 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{NaOa}} = 1 \cdot 233 = 233 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{PAC-HV}} = 3 \cdot 233 = 699 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{Dextrid}} = 3 \cdot 233 = 699 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{Deform}} = 0,4 \cdot 233 = 93,2 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{Bioside}} = 0,3 \cdot 233 = 69,9 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{FKLube}} = 3 \cdot 233 = 386,1 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{Микан-40С}} = 50 \cdot 233 = 11650 \text{ кг}$$

Интервал 450-2792 м

$$Q_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = 10 \cdot 585 = 5850 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{КМЦ-700}} = 3,5 \cdot 585 = 2047,5 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{бентонит}} = 20 \cdot 585 = 11700 \text{ кг}$$

$$Q_{\text{Desco}} = 3 \cdot 585 = 1755 \text{ кг}$$

Интервал 2792-3855 м

$$Q_{\text{XB-полимер}} = 4 \cdot 181 = 724 \text{ кг}$$

$$Q_{NaOa} = 1,5 \cdot 181 = 271,5 \text{ кг}$$

$$Q_{ЭКОПАК-R} = 5 \cdot 181 = 905 \text{ кг}$$

$$Q_{ЭКОПАК-LV} = 5 \cdot 181 = 905 \text{ кг}$$

$$Q_{КСI} = 30 \cdot 181 = 5430 \text{ кг}$$

$$Q_{ИКДЕФОМ} = 20 \cdot 181 = 3620 \text{ кг}$$

$$Q_{ИКБАК} = 1 \cdot 181 = 181 \text{ кг}$$

Список литературы:

1. Уляшева, Н.М. Разработка технологических регламентов буровых растворов [Текст]: Методические указания по курсовому проектированию/ Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская, М.А. Михеев. - Ухта: УГТУ, 2010. - 66 с.
- . Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы [Текст]: учеб. пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. - 424 с.
- . Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст]/ Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков - М.: Недра, 2000. - 677 с.
- . Справочник инженера по бурению. Т.1 [Текст] /Под ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. - М.:Недра. - 1975. - 400 с.