

УДК 622.24.063

**ПРОГРАММА ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА
ДЛЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА В СКВАЖИНЕ № 1273
УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**DRILLING FLUID PREPARATION PROGRAM
FOR SIDETRACKING IN WELL № 1273 OF THE URENGOYSKOYE FIELD**

Холопов Евгений Александрович

инженер-технолог
капитального ремонта скважин,
ООО «Новоуренгойская
буровая компания»
Schenek25@icloud.com

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры
Оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Мусийченко Сергей Витальевич

оператор автозаправочных станций,
ООО «Лукойл-Югнефтепродукт»
musiychenko.serzh@bk.ru

Моргун Николай Сергеевич

помощник бурильщика
капитального ремонта скважин 6 разряда,
ООО «Новоуренгойская
буровая компания»
nikolaj.morgun.94@mail.ru

Аннотация. В статье приведена программа приготовления бурового раствора для зарезки бокового ствола скважины № 1273 Уренгойского месторождения. Описаны рекомендуемые параметры приготовления раствора для вырезания «окна» в колонне и рекомендуемые параметры приготовления бурового раствора для бурения под хвостовик. Показан перевод скважины на РУО «Полиэмульсан» и преимущества этого перевода. Описаны требования к циркуляционной системе при бурении с использованием РУО «Полиэмульсан». Рассмотрена профилактика поглощений и ликвидация поглощений бурового раствора. Приведены мероприятия, которые необходимо осуществить при первых признаках возникновения потерь промывочной жидкости в процессе бурения или спускоподъёмных операций.

Ключевые слова: буровой раствор для зарезки бокового ствола; рекомендуемые параметры для приготовления раствора для вырезания «окна» в колонне; рекомендуемые параметры для приготовления бурового раствора для бурения под хвостовик; перевод скважины на РУО «Полиэмульсан»; преимущество раствора «Полиэмульсан»; требования к циркуляционной системе; профилактика поглощений.

Kholopov Evgeny Aleksandrovich

Well overhaul process engineer,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
Schenek25@icloud.com

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of Oil and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Musiychenko Sergey Vitalevich

Petrol station operator,
«Lukoil-Yugnefteprodukt» LLC
musiychenko.serzh@bk.ru

Morgun Nikolay Sergeevich

assistant driller overhaul 6th grade,
LLC «Novy Urengoy Drilling Company»
nikolaj.morgun.94@mail.ru

Annotation. The article provides a drilling fluid preparation program for sidetracking well № 1273 of the Urengoykoye field. Recommended parameters for preparing a solution for cutting a «window» in a column and recommended parameters for preparing a drilling fluid for drilling under a liner are described. The transfer of the well to the hydrocarbon based solution «Polyemulsan» and the advantages of this translation are shown. The requirements for the circulating system during drilling using the hydrocarbon based solution «Polyemulsan» are described. The prevention of absorption and the elimination of absorption of drilling fluid are considered. The measures that need to be carried out at the first signs of loss of flushing fluid during drilling or hoisting operations are given.

Keywords: drilling mud for sidetracking; recommended parameters for the preparation of a solution for cutting out the «window» in the column; recommended parameters for the preparation of drilling mud for drilling under the liner; well transfer to hydrocarbon based solution «Polyemulsan»; advantage of «Polyemulsan» solution; circulation system requirements; takeover prevention.

Рекомендуемые параметры приготовления раствора для вырезания «окна» в колонне

Вырезание «окна» производится на растворе NaCl с плотностью 1,03 г/см³. Рекомендуемая рецептура приготовления бурового раствора приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Рекомендуемая рецептура приготовления бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м ³	Назначение реагента в растворе
Натрий хлористый (галит)	50	регулятор ионной силы, приготовление солевых растворов

Ожидаемая потребность в химических реагентах на интервал 2570–2573 м показана в таблице 2, расчёт баланса объёмов бурового раствора – в таблице 3.

Таблица 2 – Ожидаемая потребность в химических реагентах на интервал 2570–2573 м

Наименование химических реагентов	Расход на интервал по рецептуре, кг (л)	ИТОГО с учётом упаковки, кг (л)	Кол. упак.	Итого, тонн	Запас на интервал, тонн
натрий хлористый (галит)	4700	5000	5	5,000	1,000
Общее количество химических реагентов на интервал, тонн				5,000	1,000

Таблица 3 – Расчёт баланса объёмов бурового раствора, м³

Суммарный объём скважины в конце интервала	47
Рекомендуемый объём раствора в емкостях	40
Общий окончательный объём бурового раствора	87
Переведено с предыдущего интервала	0
Вероятные потери раствора	7
ВСЕГО ПРИГОТОВЛЕНО	94

Требования к системе очистки при бурении интервала 2570–2573 м представлены в таблице 4, рекомендации по работе системы очистки – в таблице – 5.

Таблица 4 – Требования к системе очистки при бурении интервала 2570–2573 м

Эффективность работы системы очистки, %	65
Допустимое содержание выбуренной породы в растворе, %	5
Максимально допустимая плотность бурового раствора, г/см ³	1,06

Таблица 5 – Рекомендации по работе системы очистки

Наименование	Типоразмер ячеек / насадок (меш/мм)	Количество	Примечание
I ступень – вибросита	80–100	2	–
II ступень – пескоотделитель	не используется	–	–
III ступень – илоотделитель	не используется	–	–
IV ступень – центрифуга	не используется	–	–

После вырезания окна необходимо заготовить в отдельной изолированной ёмкости буферный раствор для перевода на РУО «Полиэмульсан».

Рекомендуемые параметры для приготовления бурового раствора для бурения под хвостовик

Основными задачами при бурении под хвостовик являются обеспечение стабильности стенок скважины и качественное вскрытие целевого продуктивного горизонта. В таблице 6 приведены краткие сведения об интервале.

Таблица 6 – Краткие сведения об интервале

Литологическое строение разреза	Песчаники, алевролиты, аргиллиты
Возможные осложнения	Поглощения, прихваты, обвалообразование
Рекомендуемый тип бурового раствора	РУО «Полиэмульсан»

При этом необходимо предусмотреть наличие на буровой кольматирующих наполнителей и изолирующего реагента «Полиэкспан» (ПБС) для ликвидации возможных осложнений.

При бурении интервала применяется утяжелённый микрорамором инвертно-эмульсионный буровой раствор на масляной основе «Полиэмульсан» с низкими фильтрационными свойствами (показатель фильтрации при высоких температуре и давлении не превышает 5 см³/30 мин.). Для приготовления РУО «Полиэмульсан» необходимо предусмотреть наличие на буровой гидравлического диспергатора, парка емкостей с механическими перемешивателями, обвязанных насосами с гидроворонкой или ФСМ, ёмкости для приготовления раствора хлористого кальция объёмом не менее 15 м³, а также цементировочного агрегата ЦА-320.

Заготовка раствора производится следующим образом:

- приготовить 10 м³ раствор хлорида кальция плотностью 1,24–1,26 г/см³, расход хлорида кальция ориентировочно составит 380 кг/м³ воды, т.е. 3,8 тонны на 10 м³;
- очистить ёмкость от шлама и остатков раствора на водной основе (наличие в ёмкости воды не допускается!);
- набрать в ёмкость масло «Полиэмульсан» в количестве 24 м³ (26 кубовых емкостей);
- наладить циркуляцию масла следующим образом: ёмкость → буровой насос (возможно использование агрегата) → ФСМ или гидроворонка → диспергатор → ёмкость;
- ввести органобентонит в количестве 550-650 кг, оставить для перемешивания на 1 час;
- обработать масло регулятором реологии и регулятором фильтрации НРП в количестве по 175 кг (по 1-й бочке), оставить для перемешивания на 0,5 часа;
- ввести эмульгатор в количестве 700 кг (3,5 бочки) и гидрофобизатор – 200-350 кг (1–2 бочки), оставить для перемешивания на 1 час;
- ввести 350 кг извести, время перемешивания составит 0,5 часа;
- ввести раствор хлористого кальция в количестве 10 м³, первые 2 м³ в течение 1 часа, остальной объём в течение 2–3 часов, диспергировать раствор через диспергатор 6-8 часов до получения электростабильности раствора не менее 400 В;
- измерить реологические параметры полученной эмульсии.

Рекомендуемая рецептура приготовления бурового раствора приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Рекомендуемая рецептура бурового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м ³	Назначение реагента в растворе
1	2	3
Микрорамор МР-1	60	карбонатный утяжелитель, кольматант
Микрорамор МР-2	20	
Микрорамор МР-3	60	
Микрорамор МР-4	135	

Окончание таблицы 7

1	2	3
Микан-40	6	сухая смазочная добавка
Силанж	5	сухая смазочная добавка
Полиэколь	7	регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор
Органобентонит	8	структурообразователь РУО
Эмульгатор	9	эмульгатор инвертных эмульсий
Реагент НРП (понижитель фильтрации, регулятор реологии)	8	регулятор реологических свойств и фильтрации РУО
Гидрофобизатор	8	гидрофобизатор для инвертных эмульсий
Полиэмульсан	680	минеральная основа для инвертных эмульсий
Известь Са(ОН) ₂ , известь негашёная СаО	18	поглотитель углекислоты, агент омыления эмульгаторов
Кальций хлористый	105	приготовление солевых растворов

При получении значений СНС 14/19 дПа и выше утяжелить эмульсию мрамором до необходимой плотности. При более низких значениях СНС дообработать эмульсию органобентонитом по рецептуре лаборатории промывочных жидкостей ОП ООО «Сервисный Центр СБМ».

Расчёт баланса объёмов бурового раствора приведён в таблице 8, ожидаемая потребность в химических реагентах – в таблице 9.

Таблица 8 – Расчёт баланса объёмов бурового раствора, м³

Суммарный объём скважины в конце интервала	60
Рекомендуемый объём раствора в емкостях	50
Общий окончательный объём бурового раствора	110
Переведено с предыдущего интервала	0
Вероятные потери раствора	19
ВСЕГО ПРИГОТОВЛЕНО	129

Таблица 9 – Ожидаемая потребность в химических реагентах

Наименование химических реагентов	Расход на интервал по рецептуре, кг	ИТОГО с учётом упаковки, кг	Кол-во упак.	ИТОГО, тонн	Запас на интервал, тонн
1	2	3	4	5	6
Микромрамор МР-1	7740	8000	8	8,000	1,000
Микромрамор МР-2	2580	3000	3	3,000	1,000
Микромрамор МР-3	7740	8000	8	8,000	1,000
Микромрамор МР-4	17415	17000	18	17,000	2,000
Микан-40	774	775	31	0,775	0,075
Силанж	645	650	26	0,650	0,050
Полиэколь	903	1000	5	1,000	0,200
Органобентонит	1032	1050	42	1,050	0,075
Эмульгатор	1161	1200	6	1,200	0,200
Реагент НРП (понижитель фильтрации, регулятор реологии)	1032	1197	7	1,197	0,171

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5	6
Гидрофобизатор	1032	1080	6	1,080	0,180
Полиэмульсан	87720	88000	110	88,000	6,400
Известь Са(ОН) ₂ , известь негашёная СаО	2322	2325	93	2,325	0,175
Кальций хлористый	13545	14000	14	14,000	1,000
Общее количество химических реагентов на интервал, тонн				147,277	13,526

Перевод скважины на РУО «Полиэмульсан»

- Провести инструктаж буровой бригады. Остановки в процессе перевода недопустимы, в связи с чем предусмотреть наличие ЦА-320.

- При замене промывочной жидкости на водной основе на раствор на углеводородной основе «Полиэмульсан» необходимо разделить их буферными растворами во избежание смешивания, так как при смешении водного и углеводородного раствора образуется очень вязкая практически нетекучая масса. В качестве разделителей можно использовать следующие буферы в данном порядке:

- 1) техническая вода в объёме 4–5 м³, обработанная известью в количестве 0,2 % (2 кг/м³) + 1 % биоксана (10 кг/м³) с вязкостью 80–100 секунд;
- 2) минеральное масло «Полиэмульсан-Р», газоконденсат или дизельное топливо в объёме 2–3 м³.

- При переводе не допускать попадания в РУО воды и буфера.
- После перевода скважины произвести промывку в течение не менее двух циклов с замером всех параметров РУО.
- После замены раствора в скважине может потребоваться дополнительная до-обработка раствора и выравнивание его свойств.
- Обязательно произвести очистку ёмкостей от раствора на водной основе и шлама для дальнейшей работы с РУО.

Пополнение объёма производится свежеприготовленным раствором. При вводе свежего раствора, а также обработок необходимо производить диспергирование рабочей ёмкости. При снижении электростабильности требуется дополнительное диспергирование раствора через диспергатор. Для восполнения потерь ПАВ при работе системы очистки, поддержания их рабочих концентраций, а также в случае отсутствия эффекта от диспергирования при снижении электростабильности производится обработка эмульгатором совместно с гидрофобизатором (на 2–3 м³ масла «Полиэмульсан» до 400 кг эмульгатора и 100–300 кг гидрофобизатора соответственно).

Снижение реологических свойств осуществляется добавкой 3–4 м³ масла «Полиэмульсан», обработанного 400–600 кг эмульгатора совместно с 100–300 кг гидрофобизатора АБР. При необходимости увеличения реологических характеристик производится обработка органобентонитом, при этом возможна совместная обработка с регулятором реологических свойств НРП: на 1–2 м³ масла 300–500 кг органобентонита или 200 кг органоглины совместно с 300 кг (1,5 бочки) регулятора реологии НРП, тщательно перемешать, довести объём до 4–5 м³ рабочим раствором и ввести за один цикл. Для оперативного снижения плотности допускается обработка по следующей рецептуре: масло в объёме 6–8 м³ обработать 120–200 кг эмульгатора и 70–100 кг гидрофобизатора и ввести в течение 1–2 циклов.

Рецептуры обработок РУО «Полиэмульсан» необходимо согласовывать с лабораторией промывочных жидкостей ОП ООО «Сервисный Центр СБМ». По согласованию с лабораторией промывочных жидкостей ОП ООО «Сервисный Центр СБМ» для контроля реологических и фильтрационных свойств допускается обработка реагентом «Полиэколь».

При отсутствии условий эффективной очистки РУО «Полиэмульсан», а также в случае снижения значения электростабильности эмульсии более чем на 50–100 В произвести диспергирование раствора до восстановления первоначальных значений электростабильности.

В случае неудовлетворительных значений индекса очистки ствола скважины (меньше 0,75) допускается прокачка ВУС, который заготавливается на основе рабочего раствора; утяжеление производится микрорамором на 0,02–0,03 г/см³ по сравнению с рабочим раствором. Вязкость утяжелённой пачки выбирается исходя из задач, которые необходимо решить. Для эффективной очистки призабойной зоны необходимо использовать ВУС. Если целью прокачки утяжелённой пачки является разрушение и вынос шламовых подушек, то вязкость пачки должна быть минимальной. В случае необходимости приготовления высоковязкой пачки порядок приготовления и прокачка могут быть следующие:

- в ёмкости, обвязанной с питающей линией буровых насосов и оборудованной перемешивателем, тщательно перемешать 4–6 м³ рабочего раствора и 1–3 м³ рассола хлористого кальция с целью увеличения содержания дисперсной фазы для повышения реологических свойств;
- утяжелить микрорамором на 0,02–0,03 г/см³ по сравнению с рабочим раствором;
- прокачку осуществлять с максимально возможным вращением колонны и при максимально допустимой производительности бурового насоса;
- не допускать остановки циркуляции до выхода пачки на устье.

Преимущества раствора РУО «Полиэмульсан»

Растворы на углеводородной основе (РУО) имеют большие преимущества по сравнению с растворами на водной основе (РВО). Это широкий диапазон рабочих плотностей для работы как в нормальных условиях, так и в условиях АВПД. Высокая стабильность и устойчивость к загрязнениям дают возможность многократного повторного использования раствора и, как следствие, позволяют снижать затраты на его приготовление. Высокие смазывающие способности снижают ограничения для бурения скважин со сложным профилем и/или большим отходом от вертикали. Тонкая фильтрационная корка и низкая фильтрация раствора в пласт вместе с высокой ингибирующей способностью гарантируют минимальное загрязнение продуктивного пласта, высокую стабильность ствола скважины в пропластках неустойчивых отложений при больших зенитных углах и в интервалах активных глин.

Как и во всех РУО, в качестве основы раствора может применяться как минеральное масло, так и дизельное топливо, но предпочтение отдаётся минеральному маслу в связи с острыми вопросами по охране окружающей среды и промышленной безопасности при применении дизельного топлива. РУО «Полиэмульсан» имеет улучшенный реологический профиль, низкие значения фильтрации при высокой температуре и давлении, обладает высокой устойчивостью к выбуренной породе и термостабильностью, даже при попадании воды без сильного влияния на свойства раствора или механическую скорость бурения.

Применение РУО «Полиэмульсан» позволяет решить проблемы, связанные с неустойчивостью ствола скважины, что даёт возможность строительства горизонтальных скважин со сложными профилями и значительного увеличения продуктивности скважин, особенно если речь идёт о малопроницаемых коллекторах.

Фильтратом РУО «Полиэмульсан» является масло, вследствие чего не происходит потери проницаемости коллектора за счёт гидрофилизации поровых каналов. Использование микрорамора МР и сухих смазочных добавок с кольматирующими свойствами Микан-40 и Силанж обеспечивает необходимое качество фильтрационной корки. Кроме того, буровой раствор содержит органобентонит, имеющий средний размер дисперсных частиц 0,5–1 мкм, что обеспечивает дополнительное «армирование» и гидрофобизацию корки. Для управления реологическими и фильтрационными характеристиками используется реагент НРП. Основой данного РУО является высококачественное минеральное масло «Полиэмульсан», которое обеспечивает необходимые противоприхватные свойства.

Требования к циркуляционной системе при бурении с использованием РУО «Полиэмульсан»

Все элементы циркуляционной системы (желоба, ёмкости и прочие) должны быть надёжно укрыты от атмосферного воздействия (попадания осадков в буровой раствор),

технологические отверстия должны быть снабжены заслонками. Необходимо также исключить попадание воды в РУО «Полиэмульсан» вследствие технологических операций (чистка инструмента, отогрев оборудования и т.п.).

Для приготовления и обработки РУО «Полиэмульсан» необходимо иметь не менее четырёх емкостей (объемом 40 м³ и более) – двух рабочих, одной резервной и ёмкости для приготовления раствора, оборудованных механическими и гидравлическими перемешивателями (по три на каждую ёмкость). Перетоки между мерниками должны иметь надёжный механизм, обеспечивающий их закрытие и открытие. В зимний период необходимо предусмотреть обогрев емкостей.

Монтаж питающих линий ГШН необходимо производить с учётом обеспечения возможности перекачки максимально возможного объёма раствора из ёмкости в ёмкость, «мёртвая зона» при этом не должна превышать 3–4 м³. Для минимизации потерь раствора за счёт «мёртвых зон» рекомендуется укомплектовать емкостной блок мобильным погружным насосом. Необходимо предусмотреть наличие двух ГШН, при этом обеспечить возможность одновременной независимой подачи раствора из любой ёмкости в любую ёмкость обоими ГШН через диспергатор. Возможность диспергирования раствора должна минимально зависеть от вида проводимых работ. Питающие линии оборудования системы очистки должны обеспечивать возможность независимой очистки раствора в каждой ёмкости.

Перед приготовлением РУО «Полиэмульсан» необходимо произвести работы по установке диспергатора в насосном блоке для возможности диспергирования раствора с использованием бурового насоса.

Монтаж питающих линий буровых насосов должен предусматривать возможность регулировки уровня забора раствора из ёмкости, а также возможность осуществления циркуляции раствора через любую ёмкость. Нагнетательная линия должна иметь БРС для установки диспергатора, при этом необходимо предусмотреть возможность сброса раствора после диспергатора в любую ёмкость. *На кустовой площадке в обязательном порядке должны быть в наличии герметичные ёмкости для сбора шлама.*

Требования к системе очистки приведены в таблице 10, рекомендации по работе системы очистки – в таблице 11.

Таблица 10 – Требования к системе очистки

Эффективность работы системы очистки, %	75
Допустимое содержание выбуренной породы в растворе, %	5
Максимально допустимая плотность бурового раствора, г/см ³	1,05

Таблица 11 – Рекомендации по работе системы очистки

Наименование	Типоразмер ячеек/насадок (меш/мм)	Количество	Примечание
I ступень – вибросита	140–200	3	–
II ступень – пескоотделитель	10–12	1	осушающие сита – 315–325 меш
III ступень – илоотделитель	6–8	1	осушающие сита – 315–325 меш
IV ступень – центрифуга	–	1-2	снижение плотности на выходе не менее, чем на 0,04 г/см ³

Для предотвращения наработки твёрдой фазы бурового раствора рекомендуется использовать два высокопроизводительных вибросита на потоке с ситовыми панелями, имеющими минимально возможный размер ячеек (200 меш). Необходимо постоянно вести контроль за работой вибросит, во время работы вибросит буровой раствор должен закрывать от 2/3 до 3/4 поверхности ситопанелей. Для максимального удаления твёрдой фазы и снижения потерь бурового раствора необходимо использовать осушающие вибросита. На данном вибросите должны быть установлены ситовые панели с размером ячеек не менее 315 меш. Насадки на пескоотделителе должны иметь размер не более

12 мм, на илоотделителе не более 8 мм. Давление в нагнетательных линиях гидроциклонной очистки должно составлять не менее 2,5 кгс/см². В случае необходимости для очистки бурового раствора задействуется центрифуга. Угол наклона желобной системы должен быть не менее 15 градусов.

Профилактика поглощений

1. Ограничить скорость как спуска, так и подъёма с целью снижения эффекта свабирования и поршневания, причём независимо от того, возникают ли поглощения во время бурения или СПО.

2. Чрезмерно высокая скорость проходки сказывается на увеличении количества шлама в кольцевом пространстве, уменьшая кольцевой зазор и увеличивая эффект поршневания. Для предотвращения увеличения содержания шлама в затрубном пространстве необходимо придерживаться рекомендаций по улучшению качества очистки ствола.

3. Восстанавливать циркуляцию необходимо при минимальной подаче буровых насосов. При спуске совершать промежуточные промывки.

4. Ограничить скорость спуска инструмента в интервалах разбуренных цементных мостов.

5. Плотность раствора должна соответствовать значениям программы промывки. Это не только повысит скорость бурения, но снизит вероятность потери циркуляции.

6. Реологические параметры раствора не должны превышать регламентированные программой значения.

7. Необходимо прокачивать вязкие пакки с целью очистки ствола от выбуренной породы. Вязкие пакки необходимо готовить на основе раствора из циркуляции с добавлением материалов по борьбе с поглощениями крупной фракции.

Ликвидация поглощений бурового раствора

При первых признаках возникновения потерь промывочной жидкости в процессе бурения или СПО необходимо осуществить следующие мероприятия:

ЭТАП 1

- снизить вязкость раствора до величины, минимально допустимой горно-геологическим условиям бурения (согласно программы промывки);
- снизить подачу насосов;
- ввести в раствор инертные кольматирующие наполнители в следующей концентрации:

10 кг/м³ – МР-2

2 кг/м³ – Микан-40

5 кг/м³ – КФ-1

- если позволяют условия бурения – пустить раствор в обход вибросит; в противном случае – заменить сетки на максимально крупные (30–40 меш);
- в случае если после осуществления указанных мероприятий потери раствора продолжают и суммарные потери превысили 10–15 м³, рекомендуется перейти к этапу 2 или 3 в зависимости от интенсивности потерь раствора.

ЭТАП 2

- если интенсивность потерь составляет 1,0–2,5 м³/час или мероприятия, предусмотренные на этапе 1, показали низкую эффективность, рекомендуется произвести кольматацию вероятной зоны поглощения с использованием более крупных инертных наполнителей в большей концентрации, а именно:

10 кг/м³ – МР-2

5 кг/м³ – МР-5

3 кг/м³ – Микан-40

10 кг/м³ – КФ-1

3 кг/м³ – КФ-5

ЭТАП 3

- если интенсивность потерь составляет 2,5–5,0 м³/час или мероприятия, предусмотренные на этапе 1, показали низкую эффективность, рекомендуется произвести

смену КНБК на роторную и кольматацию вероятной зоны поглощения с использованием инертных наполнителей в большей концентрации и более крупных фракций:

- 10 кг/м³ – МР-5
- 10 кг/м³ – МР-7
- 10 кг/м³ – МР-2
- 50 кг/м³ – КФ-1Ц
- 50 кг/м³ – КФ-5Ц
- 40 кг/м³ – Полиплаг

- устанавливать пачку следует, если используется долото с центральным отверстием или спускается компоновка с открытым концом. Не рекомендуется устанавливать пачку, если в КНБК включён забойный двигатель или телесистема. Объём каждой пачки должен составлять не менее 2 объёмов открытого ствола в вероятной зоне поглощений (но не более 5 м³). Кольматирующие пачки можно приготовить на основе имеющегося раствора.

ЭТАП 4

- если интенсивность потерь превышает 5 м³/час или мероприятия, предусмотренные на этапе 1 и 2, показали низкую эффективность, рекомендуется произвести смену КНБК на роторную и кольматацию вероятной зоны поглощения по следующей рецептуре. В композицию ввести:

- 10 кг/м³ – Полифибр
- 20 кг/м³ – Полиплаг-6А
- 20 кг/м³ – МР-1 или МР-2
- 30–50 кг/м³ – Полифильтрол в зависимости от интенсивности поглощения

- приготовить композицию масла с рабочим раствором в объёмном соотношении 50/50 %.

ЭТАП 5

- если мероприятия, предусмотренные на этапе 4, показали низкую эффективность, рекомендуется произвести кольматацию вероятной зоны поглощения с использованием пачки на основе состава «Полиэкспан»;

- перед началом работ обеспечить наличие на буровой следующей техники и материалов:

- дополнительные свободные ёмкости для сбора шлама объёмом не менее 4–5 м³;

- ЦА-320 – 2 единицы, с полным составом экипажа (наличие тройника для одновременной обвязки ЦА со скважиной обязательно);

- материал «Полиэкспан» (ПБС) – 400 кг;

- масло «Полиэмульсан» – 4 м³;

- две кубовых ёмкости с отрезанной верхней частью;

- оба ЦА-320 через тройник обвязать со скважиной;

- в ЦА № 1 набрать 5 м³ технической воды, в ЦА № 2 – масло в объёме 2 м³; в кубовые ёмкости набрать по 1 м³ масла, приготовить для оперативного ввода реагент «Полиэкспан» (по 200 кг рядом с каждой ёмкостью);

- произвести последовательную закачку в бурильные трубы:

- 0,5 м³ разделительного буфера (масла) из ЦА № 2;

- 2,0 м³ технической воды из второй ёмкости ЦА № 1;

- 0,5 м³ разделительного буфера (масла) из ЦА № 2;

- 2,0 м³ блокирующего состава «Полиэкспан» (ПБС) (400 кг «Полиэкспан» (ПБС) в 2 м³ масла из кубовых емкостей через ЦА);

- ввод реагента «Полиэкспан» (ПБС) в масло начинать в момент закачки с обязательным интенсивным перемешиванием, обеспечив равномерное распределение реагента в объёме закачиваемой смеси;

- 0,5 м³ разделительного буфера (масла) из ЦА № 2;

- 3 м³ технической воды из второй ёмкости ЦА № 1;

- 0,5 м³ масла из ЦА № 2;

- по окончании закачки осуществить продавку буровым раствором через ЦА № 2 из расчёта начала вытеснения первого разделяющего буфера из бурильных труб; загерметизировать устье скважины;

- произвести продавку смеси «Полиэкспан» (ПБС) в поглощающий горизонт буровым раствором из расчёта закачки суммарного объёма композиции «Полиэкспан» (ПБС) с буферами и технической водой в поглощающий горизонт (10 м³);
- закачку производить с постоянным контролем давления:
 - в случае роста давления более 30–40 атм. свыше рабочего снизить производительность ЦА-320;
 - в случае последующего роста давления остановить продавку и произвести следующие операции: по объёму прокачанной жидкости определить местоположение смеси «Полиэкспан» (ПБС);
 - в случае если смесь вышла из трубного пространства, то произвести подъём на 100 м;
 - в случае если смесь «Полиэкспан» (ПБС) находится в трубном пространстве, разгерметизировать устье и произвести вымыв смеси;
- при закачке и продавке не допускать остановок во избежание сшивки реагента «Полиэкспан» (ПБС) в трубном пространстве;
- по окончании продавки зафиксировать остаточное давление в трубном и затрубном пространстве и оставить скважину на технологический отстой с загерметизированным устьем на 20–30 минут. По окончании данного времени сравить остаточное давление на ЦА № 2 (с контролем количества вытесненного раствора). Оставить скважину на технологический отстой в течение 6 часов с постоянным контролем уровня бурового раствора;
- восстановить циркуляцию на глубине при минимальной производительности, при отсутствии поглощения ступенчато выйти на рабочий литраж с контролем объёмов бурового раствора;
- в случае отсутствия поглощения произвести спуск инструмента на забой, при получении посадки произвести промывку на данной глубине при минимальной производительности, после чего ступенчато увеличить литраж до рабочего с контролем объёмов бурового раствора. В случае отсутствия посадок промыть скважину на забое на минимальной производительности, после чего ступенчато увеличить литраж до рабочего с контролем объёмов.

Необходимо также отметить, что комбинация наполнителей, эффективная на одной скважине, может быть абсолютно бесполезной на другой. Поэтому не следует относиться к приведённым выше рекомендациям по выбору типа, концентрации и фракционного состава инертных наполнителей как универсальному решению. В случае если использование данных выше рекомендаций не привело к желаемому результату, необходимо изменить тип наполнителя или соотношение различных наполнителей в растворе.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual: в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

10. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
11. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
12. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
13. Зеленцов А.М., Кугатов В.А., Рыбальченко Ю.М. Эффективная система глубокой очистки бурового раствора // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 97–99.
14. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
15. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
16. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
17. Махаматхожаев Д.Р. Разработка состава нефтеэмульсионного бурового раствора для вскрытия и капитального ремонта скважин с аномально низкими пластовыми давлениями // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 194–196.
18. Меринов И.А., Шиян С.И. Обоснование выбора бурового раствора на основании геолого-технических данных бурения наклонно-направленной скважины на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 214–223.
19. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глино-порошках для бурения методом ННБ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 181–186.
20. Новрузова С.Г., Агабейли А. Экспериментальное исследование влияния добавок к буровому раствору на набухаемость и водоотдачу // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 264–267.
21. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
22. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 201462066. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a training manual for students of universities. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells»: in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
8. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu. M. Drilling flushing fluids: a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
11. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of regression model for determination of factors influencing properties and technological parameters of drilling fluid // Nauka. Technique // Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
12. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the drilling agents parameters influence on the differential tack probability // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
13. Zelentsov A.M., Kugatov V.A., Rybalchenko Yu.M. Effective system of the drilling mud deep cleaning // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – С. 97–99.

14. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Universal hydrocarbon-based solution for the horizontal wells drilling // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 162–165.
15. Makarova Ya.A., Egorova A.S. New system of the drilling mud for a qualitative well completion // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 166–169.
16. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Investigation of the drilling mud compositions for the clayey rocks drilling and the saline formation prevention // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 170–176.
17. Makhmatkhozhaev D.R. Development of a composition of the oil-emulsion drilling mud for an abnormally low formation pressure wells opening and overhaul repair // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 194–196.
18. Merinov I.A., Shiyan S.I. Justification of the drilling mud selection on the basis of the geological and technical data of the directional well drilling at Chayandinskoye oil-gas-condensate field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 214–223.
19. Moisa Yu.N., Snegirev S.N., Zozula V.V. Comparison of the drilling muds on the different clay-powders for drilling by the NNB method // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 181–186.
20. Novruzova S.G., Agabeyli A. Experimental investigation of the drilling mud additives influence on the swelling and water discharge // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 264–267.
21. Oleshkevich, D.V.; Kokarev, M.O. Drilling mud for struggle with the differential prihtavs // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 202–205.
22. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for the oil and gas wells construction. Certificate of state registration of database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.