



ООО «НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ЭКСБУР Ко» SCIENTIFIC & PRODUCTION COMPANY "EXBURE Co" LTD

Россия, г. Краснодар,
ул. Мира, 25, оф. 7
тел.: (861) 267-07-16,
тел./факс: (861) 267-07-19

of. 7, 25, Mira st.,
Krasnodar, Russia
tel.: (861) 267-07-16,
tel./fax: (861) 267-07-19

internet: <http://www.exbure.ru>
e-mail: exbure@mail.ru

ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Назначение — Технология предназначена для предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора в процессе бурения скважин и при капитальном или текущем их ремонте.

Область применения — строительство и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин на суше и в море.

1. Предупреждение поглощений бурового раствора в процессе бурения скважины.

Известно, что наличие на стенках скважины прочной корки препятствует фильтрации бурового раствора в проницаемые интервалы скважины.

Для создания непроницаемого экрана в процессе бурения скважины нами рекомендуется в КНБК при проходке потенциально опасных, с точки зрения возможности возникновения поглощений, интервалов включать забойный сепаратор-кольмататор типа «ЗСК», устанавливая его непосредственно над долотом.

Конструкция забойного сепаратора-кольмататора типа «ЗСК» защищена патентом РФ.

Забойный сепаратор-кольмататор состоит (см. рисунок 1) из корпуса 2, в верхней части которого размещен закручивающий элемент 1, а в нижней части в боковой поверхности выполнено отверстие, в которое устанавливается и фиксируется насадок 6 из твердосплавного материала. В нижней части корпуса концентрично установлен перфорированный патрубок 5, повышающий эффективность работы сепаратора.

Геометрические и конструктивные параметры «ЗСК», являющиеся "know how", обеспечивают надежную и эффективную работу устройства.

Принцип работы «ЗСК» заключается в следующем. Буровой раствор, движущийся по колонне бурильных труб, проходя через закручивающий элемент «ЗСК», приобретает вращательное движение. За счет центробежных сил происходит перераспределение твердой фазы в потоке бурового раствора: большая часть твердой фазы концентрируется у внутренней поверхности «ЗСК» (образуется высококонцентрированная пульпа 4), а в середине потока содержание твердой фазы резко понижается (образуется осветленный раствор 3).

Скоростная струя пульпы, вытекающая из бокового насадка, взаимодействует со стенкой скважины кольматируя ее, причем повышенное содержание твердой фазы значительно повышает эффект кольматации.

Осветленный поток раствора через долотные насадки поступает на забой скважины. В связи с уменьшением содержания твердой фазы в растворе, поступающем на забой, улучшается очистка забоя от выбуренной породы, уменьшается вероятность повторного воздействия долота на отделившуюся частицу горной породы.

В дальнейшем, в затрубном пространстве выше бокового отверстия «ЗСК», происходит смешение пульпы и осветленного раствора, прошедших соответственно через боковое отверстие и долото, а также полное выравнивание и стабилизация технологических параметров бурового раствора, в том числе равномерное распределение твердой фазы по всему объему раствора.

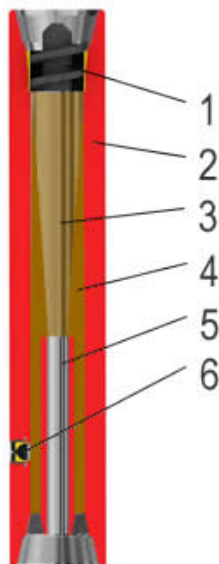


Рис. 1. Схема забойного сепаратора-кольмататора «ЗСК».

1 — закручивающий элемент; 2 — корпус; 3 — осветленный раствор; 4 — высококонцентрированная пульпа; 5 — перфорированный патрубок; 6 — боковой насадок.

В результате указанных эффектов значительно увеличивается механическая скорость проходки и проходка на долото, формируется непроницаемый экран на стенках скважины, повышается их устойчивость.

Кроме того, снижение вероятности повторного измельчения выбуренной породы долотом на забое скважины, повышает содержание крупных фракций в растворе, что обеспечивает увеличение степени очистки бурового раствора на поверхности механическими средствами, уменьшает так называемую «наработку» бурового раствора.

«ЗСК» входит в компоновку низа бурильной колонны и устанавливается непосредственно над долотом или расширителем (при расширке скважины).

«ЗСК» может использоваться как при роторном, так и при турбинном способе бурения. Условия эксплуатации «ЗСК» не требуют специального изменения режимов бурения или типов и показателей свойств буровых растворов, дополнительного технического и технологического оборудования и обслуживающего персонала.

Следует подчеркнуть, что ни одна из возможных неполадок не может привести к аварийной ситуации в процессе бурения, поэтому в любом случае подъем инструмента необходимо производить после полной отработки долота, или в других запланированных случаях.

Результаты применения при бурении скважин в различных геолого-технических условиях подтверждают высокую технико-экономическую эффективность данного способа.

2. Ликвидация частичных поглощений бурового раствора.

Одним из эффективных способов ликвидации поглощений бурового раствора является закачка в скважину аэрированной порции бурового раствора.

На практике для приготовления порции аэрированного бурового раствора достаточно в приемную емкость ввести пенообразователь «**ГАЗБЛОК-М**» в количестве 0,2—1,0% от объема бурового раствора, в зависимости от его свойств, и прокачать раствор через напорный эжектор типа «**ЭГГ**», который стационарно монтируется в манифольдную линию буровых насосов, и ввести в него воздух от пневмосистемы буровой установки. Конструкция эжектора «**ЭГГ**» позволяет получить вакуум в рабочей камере при давлении на выходе до 6,0 МПа. Это дает возможность использо-

вать для подачи воздуха в эжектор компрессор низкого давления или обеспечить аэрацию за счет подсоса воздуха из атмосферы.

Пенообразователь служит для образования на межфазной поверхности газообразного агента адсорбционного слоя, который обеспечивает устойчивость и стабильность пенной системы.

Принципиальная схема обвязки оборудования для приготовления и закачки порции аэрированного раствора приведена на рисунке 2.

При проникновении пузырьков воздуха из области высокого давления (ствол скважины) в область меньшего давления (призабойная зона пласта) происходит одновременное прилипание пузырьков воздуха к твердой поверхности и увеличение их размеров. В дальнейшем увеличение размеров пузырьков будет наблюдаться также после прекращения нагнетания пены в пласт. Это способствует возникновению добавочного сопротивления при движении бурового раствора в пласт (эффект Жамена).

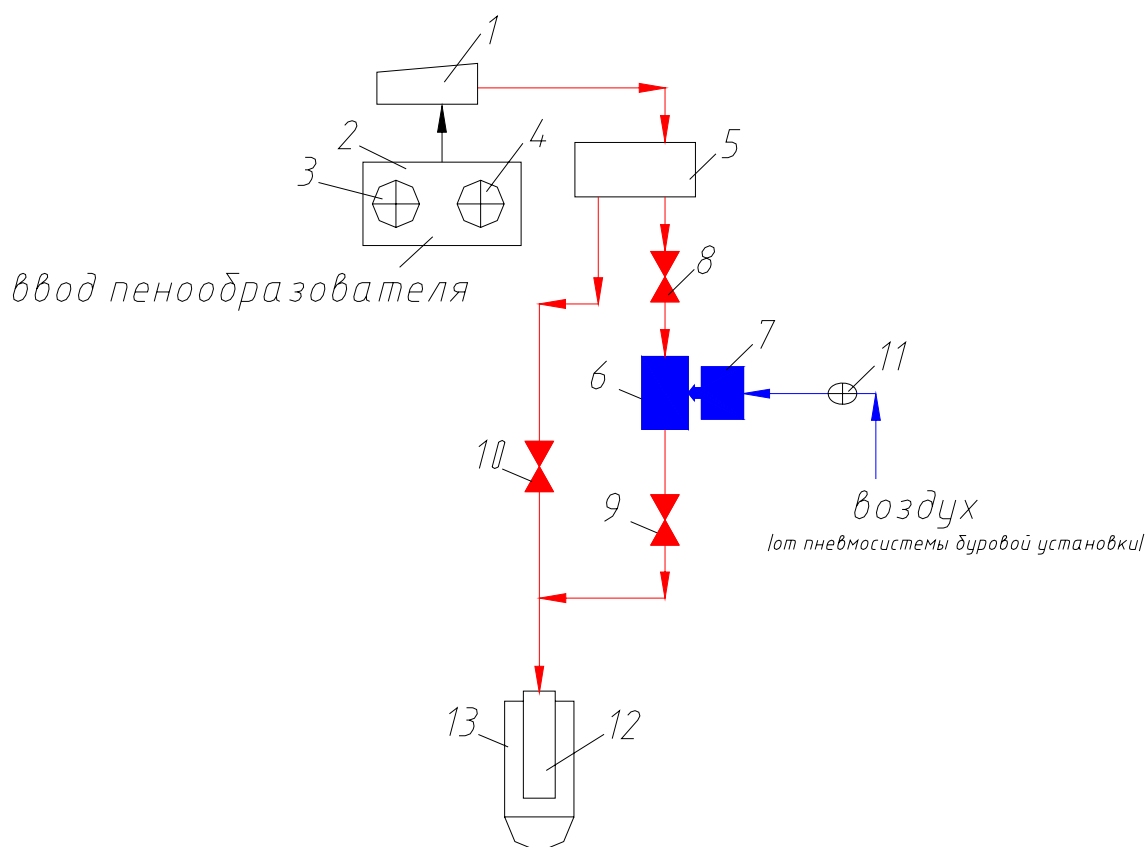


Рис. 2. Принципиальная схема обвязки оборудования для приготовления и закачки порции аэрированного бурового раствора в скважину

1 — буровой насос; 2 — приемная емкость; 3, 4 — механические перемешиватели; 5 — блок-манифольд; 6 — эжектор «ЭГГ»; 7 — обратный клапан; 8, 9, 10 — задвижки высокого давления; 11 — расходомер воздуха; 12 — бурильный инструмент; 13 — скважина.

Для ликвидации частичного поглощения, как правило, достаточно прокачать через скважину одну порцию аэрированного бурового раствора, объемом не менее 3,0 м³.

Приготовление аэрированной порции бурового раствора и закачка ее в скважину для ликвидации частичного поглощения не требует специальных монтажно-демонтажных работ, дополнительных затрат времени.

После прокачки аэрированной порции бурового раствора необходимо провести контрольный замер интенсивности поглощения и принять решение о дальнейших

работах (прокачка второй порции аэрированного бурового раствора или продолжение бурения).

3. Ликвидация полных и катастрофических поглощений бурового раствора.

Для ликвидации катастрофического поглощения бурового раствора рекомендуется использовать технологию последовательной закачки в скважину следующих составов:

- аэрированного буфера;
- аэрированного изолирующего тампона;
- изолирующего тампона;
- продавочной жидкости.

Компонентный состав указанных растворов, а также единичный и общий расход материалов указан в таблице 1.

Приготовление буферного раствора и изолирующего тампона осуществляется с использованием стандартного оборудования: цементировочных агрегатов (ЦА), осреднительной емкости типа «БПР-20М», цементно-смесительной машины («СМН-20» или «СМН-20Э»), компрессора низкого давления, передвижной паровой установки типа «ППУ» или специальной установки «УППР-1».

Принципиальная схема обвязки оборудования для приготовления, аэрации буфера и части тампона и последующей их закачки в скважину приведена на рисунке 3.

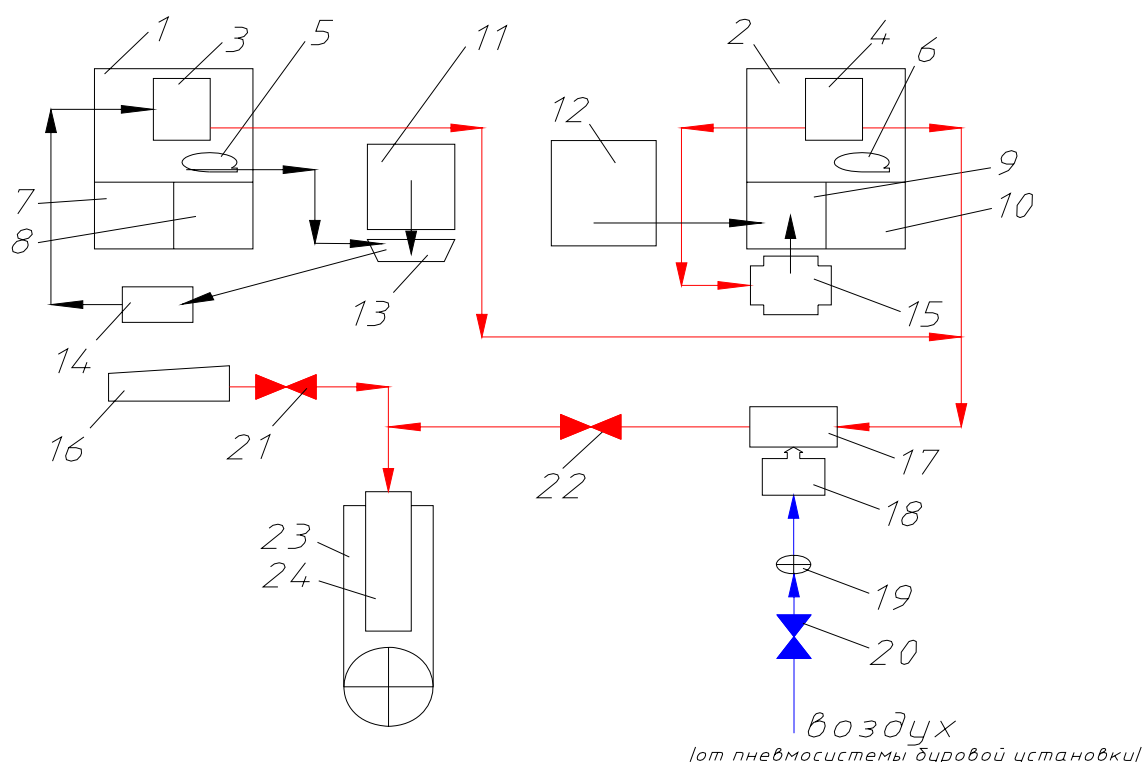


Рис. 3. Принципиальная схема обвязки оборудования при ликвидации поглощения бурового раствора

1, 2 — цементировочный агрегат; 3, 4 — насос ЦА; 5, 6 — водяной насос; 7, 8 — мерники ЦА №1; 9, 10 — мерники ЦА № 2; 11 — СМН-20; 12 — ППУ; 13 — гидросмеситель «СГМ-100»; 14 — осреднительная емкость «БПР-20М»; 15 — диспергатор гидравлический «ДГ-40»; 16 — буровой насос; 17 — эжектор гидрогазовый «ЭГГ»; 18 — обратный клапан; 19 — расходомер воздуха; 20 — регулятор подачи воздуха;

21, 22 — задвижки высокого давления; 23 — скважина; 24 — бурильный инструмент.

Последовательность закачки и компонентный состав растворов.

Таблица 1.

№ п/п	Наименование состава	Компонентный состав	Единица измерения	Кол-во на 1 м ³ состава	Общее количество на одну операцию
1.	Буферный раствор	Общий объем, в том числе	м ³		1,6
		Техническая вода	м ³	0,625	1,0
		Цемент ПЦТ-1-50	кг	1230	2000
		Реагент «ПВС»	кг	6,25	10
		Реагент «НТФ»	кг	2,5	4
		Воздух		степень аэрации 10	
2.	Аэрированный изолирующий тампон	Общий объем, в том числе	м ³		2,0
		Техническая вода	м ³	0,61	1,22
		Цемент ПЦТ-1-50	кг	1230	2460
		Реагент «ПВС»	кг	18,7	37,4
		Воздух		степень аэрации 10	
3.	Изолирующий тампон	Общий объем, в том числе	м ³		1,0
		Техническая вода	м ³	0,61	0,61
		Цемент ПЦТ-1-50	кг	1230	1230
		Реагент «ПВС»	кг	18,7	18,7
4.	Продавочная жидкость	Буровой раствор	м ³	в объеме скважины	

Примечание. Рецептуры зависят от свойств бурового раствора и пластового флюида и подлежат контрольной лабораторной проверке.

Наличие воздуха в аэрированном буфере и тампоне повышает их изолирующую способность. Водорастворимый полимер типа **«ПВС»** способствует образованию устойчивой аэрированной системы, т.е. является эффективным пенообразователем, и при контакте с пластовой средой за короткое время превращается в резиноподобную массу, которая не проникает в пустоты и каверны пласта. Распределение цемента в резиноподобной массе предотвращает его разбавление пластовой водой и обеспечивает необходимые условия формирования прочного упругого цементного камня в период ОЗЦ.

Присутствие в буферной жидкости ингибитора-пластификатора **«НТФ»** (нитрилотриметилфосфоновая кислота) предупреждает коагуляцию и загустевание зоны смешения с буровым раствором и пластовым флюидом.

Принципиальное отличие предлагаемой технологии от ранее применяемых заключается в приготовлении и закачке аэрированных систем на равновесии. Закачка аэрированного буфера позволяет создать в поглощающем пласте первичный «барьер», который предотвращает глубокое проникновение тампона в призабойную зону.

Изолирующий тампон, за счет присутствия полимера «ПВС», образует в при-скважинной зоне поглощающего пласта прочный непроницаемый экран.

Принятие решения о выборе того или иного мероприятия по ликвидации поглощения бурового раствора, должно основываться на анализе конкретной ситуации, но, несомненно, что все буровые установки должны быть оснащены современными средствами очистки буровых растворов, включая центрифугу, гидрогазовым эжектором типа «ЭГГ». Кроме того, Заказчик должен иметь в наличии минимальный

объем материалов, химических реагентов и специальных технических средств для оперативного устранения возникшего в процессе строительства скважины осложнения.

Научно-производственная компания «ЭКСБУР Ко» готова выполнить следующие работы:

- разработать Регламент «Предупреждение и ликвидация поглощений бурового раствора в процессе строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин»;
- обеспечить своевременную поставку современных технических средств и специальных материалов (с обязательным входным контролем их качества) для предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора;
- оказать сервисные услуги типа «инжиниринг» по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора непосредственно при строительстве скважины.

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
для разработки технологического процесса
предупреждения и ликвидации поглощения бурового раствора.

№ п/п	Наименование показателя	Величина показателя
1.	Текущий забой скважины, м	
2.	Диаметр и глубина спуска предыдущих обсадных колонн, м: D1, мм/ H1, м D2, мм/ H2, м	
3.	Диаметр бурильного инструмента/толщина стенки, мм/мм	
4.	Диаметр скважины (долота, расширителя), мм	
5.	Коэффициент кавернозности ствола скважины	
6.	Интервал поглощения, м от – до	
7.	График совмещенных давлений по скважине	
8.	Интенсивность поглощения, м ³ /час	
9.	Статический уровень в скважине, м	
10.	Тип поглощающего коллектора (поровый, трещиноватый и т.д.)	
11.	Забойная температура, °С	
12.	Компонентный состав бурового раствора, кг/м ³	
13.	Параметры бурового раствора в скважине: - плотность, г/см ³ - условная вязкость, с - показатель фильтрации, см ³ /30мин - СНС 1/10, дПа - динамическое напряжение сдвига, дПа - пластическая вязкость, МПа с	
14.	Тип и минерализация пластовой воды	
15.	Противовыбросовое оборудование	

1.2. Краткое описание ранее выполненных работ по ликвидации поглощения:
