

Опыт по применению системы раствора МАХ-FOAM® для бурения в условиях катастрофических поглощений на Куюмбинском месторождении

**ИСАЕВ
ЕВГЕНИЙ ДМИТРИЕВИЧ**
Инженер технологической
службы ООО «АКРОС»

**ЛАВРОВ
ДМИТРИЙ АНДРЕЕВИЧ**
Координатор проекта
ООО «АКРОС»

**ХОХРЯКОВ
ВЛАДИМИР ВИТАЛЬЕВИЧ**
Начальник ОТБ УТИИБ
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Одной из главных проблем при бурении скважин на месторождениях Восточной Сибири является катастрофическое поглощение при бурении интервалов под направление и кондуктор. При этом методы ликвидации поглощений путём закачивания кольматационных материалов различного фракционного состава часто не приносят положительных результатов [1-3]. Наиболее приемлемым решением, применяемым до недавнего времени на Куюмбинском месторождении, являлся отказ от траты времени на борьбу с поглощением и бурение без выхода циркуляции. При этом в качестве промывочной жидкости применялась вода. Для снижения затрат воды использовалась роторная компоновка низа бурительной колонны (КНБК) и минимально возможный расход буровых насосов (порядка 7–10 л/с). Для дополнительной очистки забоя скважины от выбуренной породы периодически прокачивались пакки вязкоупругого состава (ВУС), приготовленные на основе глинистого бурового раствора. Так как на месторождении отсутствуют водоносные горизонты, достаточные для покрытия нужд бурения, транспортировка воды осуществляется из реки автотранспортом.

Начальная глубина зоны поглощения на Куюмбинском месторождении в зависимости от расположения скважины может сильно отличаться и составлять от 20 до 200 метров. Средняя глубина спуска кондуктора – 500 метров.

Технологию бурения на воде с полным поглощением нельзя считать оптимальной, так как при этом требуется обеспечить своевременный подвоз большого количества воды (порядка 1000–3000 м³). Из-за сложной логистики периодически возникают простои. Особенно в ситуациях, когда с полным поглощением приходится бурить одновременно несколько скважин.

Для устранения описанной проблемы рассматривался вариант перехода к бурению с использованием пневмоударников с применением в качестве промывочного агента воздуха. Данный способ не нашёл промышленного внедрения, так как в процессе опытно-промышленных работ (ОПР) была отмечена

неудовлетворительная стабильность ствола скважины. Наблюдалась прихватка, так как КНБК засыпало в процессе бурения крупными фрагментами обломочной горной породы [4].

Перед компанией «АКРОС» стояла цель по поиску химических реагентов и технологий, которые смогли бы обеспечить сокращение потребности воды для бурения и обеспечить непрерывность процесса строительства скважины. Для достижения поставленной цели в компании была разработана новая система МАХ-FOAM®, представляющая собой смесь ПАВ. МАХ-FOAM® перед подачей в скважину интенсивно аэрируется, в результате чего образуется газожидкостная смесь (ГЖС). ГЖС может представлять собой аэрированную жидкость или пену, в зависимости от соотношения фаз. Помимо новой системы раствора, необходимо было разработать технологию по её применению. Работы по испытанию новой технологии производились совместно с ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Недостатком использования ГЖС является отсутствие возможности производить бурение с телесистемой и забойным двигателем. Данное ограничение нельзя считать существенным, так как при бурении с поглощением при использовании в качестве промывочной жидкости воды оно сохраняется. Практика показала, что при глубине бурения до 500 м обеспечивалась устойчивость ствола скважины. Еще одно ограничение – необходимость использования пресной либо слабо минерализованной воды, так как рост концентрации хлоридов приводит к ухудшению процесса пенообразования.

Для успешного завершения испытаний системы раствора МАХ-FOAM® необходимо было решить ряд задач:

- предложить технологию, вписывающуюся в традиционный комплекс оборудования, применяемого на буровой, либо требующую минимальной его модернизации;
- добиться существенного снижения затрат воды при бурении;
- обеспечить стабильность ствола скважины не хуже, чем при бурении на воде;

- в случае выхода ГЖС на дневную поверхность, обеспечить возможность ее транспортировки и разрушения с целью либо повторного использования, либо ее утилизации;
- подобрать компонентный состав и концентрации химических реагентов в составе промывочной жидкости.

На первом этапе работ рассматривалась технология создания ГЖС в рабочих ёмкостях путем аэрации за счёт продолжительной работы гидроворонки, обвязанной на ёмкости для приготовления. Для создания устойчивой системы дополнительно применялся модификатор реологии. Минимальная плотность раствора при этом составила 0,95 г/см³, чего оказалось недостаточно для создания требуемой репрессии на пласт.

Была предложена другая технология создания ГЖС. При запуске буровых насосов через них прокачивается не аэрированная жидкость. После прохождения через насосы жидкость аэрируется за счёт работы воздушного компрессора. При этом в линии подачи и в бурильных трубах происходит активная гомогенизация газожидкостной смеси. Схема обвязки при применении описанной технологии изображена на рис. 1.

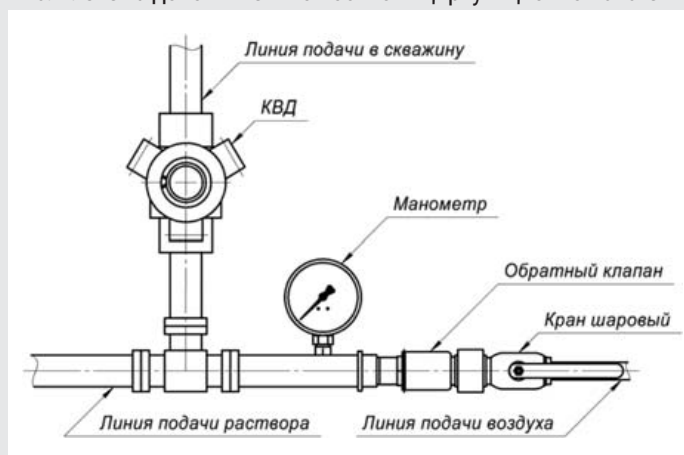
Еще одной важной проблемой, которую требовалось решить, было разрушение пены при её выходе на дневную поверхность. Традиционная технология бурения подразумевает установку в шахту вертикального шламового насоса (ВШН), который транспортирует промывочную жидкость вместе со шламом к желобу, подающему раствор на первую ступень системы очистки. Необходимо было пересмотреть данную схему, так как шламовые насосы не способны прокачивать через себя пену (рис. 2). Кроме того, требуется разрушать пену до ее поступления на вибросита.

Была предложена схема, изображенная на рисунке 3. Для отвода пены на устье скважины смонтирована специальная труба, изготовленная из обсадной колонны диаметром 426 мм и центрируемая таким образом, чтобы не создавать ограничений вращению бурильных труб. К трубе был приварен патрубок, на который крепился гофрированный шланг диаметром 300 мм с уклоном для стока пено-шламовой смеси в шламовый амбар.

Рис. 2. Пена после выхода из скважины



Рис. 1. Схема дополнительной обвязки циркуляционной системы



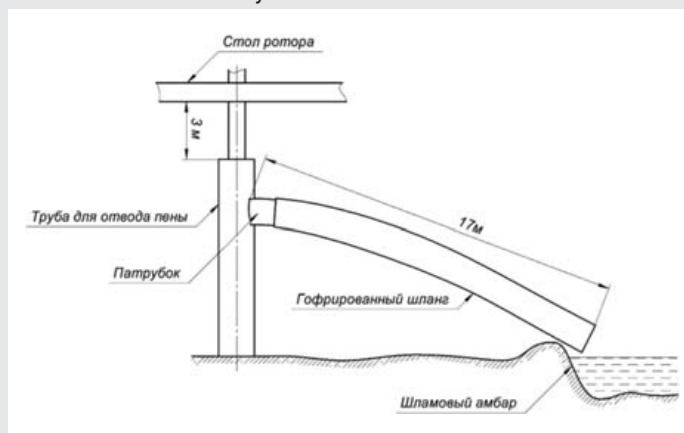
При интенсивном выходе пены, для предотвращения переполнения шламового амбара, был подготовлен пеногаситель, который можно было подавать из специальной ёмкости и распыливать при помощи моек высокого давления. Рассматривался вариант разрушения пены и повторного использования раствора после обработки. Проведенные лабораторные испытания подтвердили возможность многократного создания и разрушения ГЖС без существенного ухудшения пеногенерации.

При проведении ОНР бурение начиналось на глинистом буровом растворе до вскрытия зоны поглощения. Заблаговременно осуществлялось приготовление системы МАХ-FOAM®. Оптимальная концентрация пенообразователя составила от 1 до 3 кг/м³. Ввод пенообразователя осуществлялся в ёмкость под перемешиватель. Гидроворонка не использовалась для предотвращения аэрации жидкости.

После перехода на бурение с применением системы МАХ-FOAM® промывочная жидкость через буровые насосы поступает на линию подачи в скважину с минимальной производительностью бурового насоса, равной 2–3 л/с. На линии подачи раствора в скважину смонтирован тройник, к которому подключается компрессор (см. рис. 1). Между компрессором и линией подачи установлен обратный клапан для предотвращения попадания воды в воздушный компрессор.

Бурение осуществлялось при полном поглощении с заготовкой новых порций раствора в процессе бурения. Время, тре-

Рис. 3. Схема обвязки устья скважины



Время строительства интервалов под направление и кондуктор на КП №56

Скважина	Длина интервала, м	Кол-во дней строительства	НПВ на набор воды, дней	Объем поглощения, м ³
5601	502	14	4,5	2431
5602-1	200	19	5,5	1179
5602 (ОПР)	502	11	-	486
5603	500	18	4	1012
5604 (ОПР)	501	9	-	450

буемое на приготовление MAX-FOAM®, минимально и соответствует времени ввода компонентов (менее 1 часа на 40 м³).

В ходе проведения ОПР было установлено, что для удовлетворительной очистки забоя скважины достаточно минимальной подачи бурового насоса, составляющей 2,5–3 л/с. Производительность компрессора составляла до 11 м³/мин. Выход пены на дневную поверхность либо совсем отсутствовал, либо был незначителен.

Для минимизации усилий по монтажу дополнительного устьевого оборудования выбрана стратегия бурения с полным поглощением промывочной жидкости. При этом, если фиксируется выход пены на поверхность, то снижается концентрация пенящего агента, входящего в состав промывочной жидкости, либо снижается производительность компрессора. Данное решение позволило исключить операции по отводу пены вместе со шламом, отделению и гашению пены.

Практика показала, что минимальной производительности насоса достаточно для удовлетворительной очистки ствола скважины за счёт высокой выносящей способности ГЖС. В отдельных случаях, когда зона поглощения находится на большом удалении от забоя, могут наблюдаться проблемы. Так, на одной из скважин, на которых проводили ОПР, после выключения насосов происходило осаждение шлама, что препятствовало проведению наращивания. Для устранения проблемы, перед выключением насосов прокачивались пачки на основе глинистого бурового раствора. При использовании более мощного компрессора прокачку пачек ВУС можно заменить форсированием производительности компрессора.

По достижению проектного забоя скважина переводилась на глинистый раствор с высокой условной вязкостью (порядка 120 секунд/кварта). Все спуски обсадных колонн прошли в штатном режиме до проектной глубины.

Опытно-промышленные работы производились на 4 скважинах. В таблице приведён сравнительный анализ по времени строительства верхних интервалов скважин на кустовой площадке №56 Куёмбинского месторождения. ОПР производились на скважинах 5602 и 5604. Строительство верхних интервалов данных скважин было произведено в запланированный срок. Среднее непроизводительное время на верхних интервалах остальных скважин данной кустовой площадки составило 4,7 суток.

По результатам проведения ОПР выявлено следующие:

- снижен расход воды порядка 70% по сравнению с бурением на воде;
- отмечена достаточная для спуска обсадной колонны устойчивость ствола скважины;
- отработаны технология применения новой системы раствора и рабочие концентрации химических реагентов.

Полученные результаты позволяют утверждать, что предлагаемая компанией «АКРОС» технология зарекомендовала себя положительно. На данный момент закончены опытно-промышленные испытания. Работы по совершенствованию технологии будут продолжены.

Дальнейшие работы по совершенствованию технологии будут направлены на:

- дополнительную оптимизацию технологии для снижения подачи раствора до 1 л/с и менее с целью дополнительной экономии воды. Особо актуально для автономных проектов с ограниченным количеством воды;
- отработку технологии по бурению с последующим разрушением ГЖС – для случаев, когда бурение будет осуществляться с выходом циркуляции; а также технологии по многократному созданию и разрушению ГЖС;
- исследование возможности создания ГЖС на основе других систем растворов. Может быть актуально для бурения в более сложных горно-геологических условиях.

Список литературы

1. Жадан Г.Ю. Касательно аварий и осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин Восточной Сибири / Г. Ю. Жадан, Р.Р. Тойб, Е.Е. Милосердов, А.А. Юровский // Наука. Образование. Личность. – 2013. – № 1. – С. 3–6.
2. Милосердов, Е.Е. Причины аварий и осложнений при бурении эксплуатационных скважин на месторождениях Восточной Сибири [статья из сборника материалов конференций] / Е.Е. Милосердов, Д.Ф. Ганиев, и др. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – 2017. – № 1. – С. 156–160.
3. Харитонов А.А. Методы ликвидации осложнений при бурении скважин на Куёмбинском лицензионном участке / А.А. Харитонов, Н.Г. Квеско // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 5. – С. 99–100.
4. Бузанов К.В. Анализ и итоги опережающего строительства вертикальных секций скважин на Куёмбинском нефтяном месторождении с применением технологии пневмоударного бурения / К.В. Бузанов // Проблемы 136 геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума студ., аспирант. и молодых учёных им. М.А. Усова. – Томск, 2016. – С. 705–710.



ООО «АКРОС»
 www.akros-llc.com
 info@akros-llc.com
 тел.: +7 (499) 941-09-04