

растворов практически не наблюдалось, однако при времени фильтрации в 30 минут показало, что меньшую фильтрацию обеспечивает буровой раствор с использованием эмульгатора ЭМ-4. На практике, применение буровой эмульсии с эмульгатором ЭМ-4 позволит сохранить естественный коэффициент проницаемости для углеводородной фазы и обеспечит большой дебет скважины.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод: модельный буровой раствор с использованием эмульгатора ЭМ-4 показывает лучшие свойства стабильности, фильтрации, пластической вязкости, статического напряжения сдвига, по сравнению с РУО на промышленном эмульгаторе Cleave FM. В дальнейшем следует провести полевые испытания эмульгатора ЭМ-4, а также провести лабораторные исследования свойств модельного бурового раствора при высоких температурах, близких к забойным. И на основании полученных данных сделать выводы о целесообразности промышленного выпуска эмульгатора ЭМ-4.

Литература

1. Шишков В.С. Исследование и совершенствование эмульсионных растворов на углеводородной основе для повышения эффективности бурения скважин в сложных геолого-технических условиях: автореф. дис. канд. техн. наук. М.: 2012.
2. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – Волгоград, 2000. – 139 с.
3. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для ВУЗов. – Москва: ОАО Издательство «Недра», 1999. – 424 с.: ил.
4. Сваровская Н. А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2003. – 156 с.
5. Попов С.Г., Нацепинская А.М. Новый тип эмульсионных буровых растворов. Реверсивно-инвертируемый буровой раствор. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 4, – 2012. С. 15-20.

ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ КУЮМБИНСКОГО И ТЕРСКО-КАМОВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ

А.А. Харитонов

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Исследуя природу несовместимости условий бурения, выраженных катастрофическими поглощениями промывочной жидкости в интервале бурения под направление и кондуктор - до до 50 м и 540 м соответственно, установлены следующие факторы, способствующие их возникновению, характер их проявления, а также статистика ликвидаций:

1. Катастрофические поглощения промывочной жидкости возникают в интервале залегания эвенкийской свиты (рис. 1), представленной трещиноватыми доломитами (15-20 %), слоистыми мергелями и глинистыми известняками (35-40 % и 35-40 % соответственно) со значительной степенью перемежаемости и неоднородности пород по разрезу.



Рис. 1. Интервалы глубин вскрывания поглощения промывочной жидкости

2. Переход на бурение с промывкой на технологической воде с низкой производительностью - до 8-10 л/с и плохой реологией приводит к:

- неполному вымыву выбуренной породы с забоя скважины, неустойчивости стенок ствола скважины, что влечет за собой высокий риск сальникообразования, прихвата КНБК, образование шламового стакана;
- невозможности использования приборов телеметрии, а так же винтовых забойных двигателей (ВЗД) и осуществлению бурения с приводом от ротора. Как альтернатива отсюда следует использование породоразрушающего инструмента (ПРИ) дробящего- скалывающего действия и низкие механические скорости (до 3 – 5 м/ч) из-за существенной анизотропии пород по разрезу.

3. В исследуемом интервале бурения применение кольматационных материалов различной природы и фракций, профильных перекрывателей, прокачка ВУС, установка цементных мостов не в полной мере приносит положительные результаты (рис.2).



Рис. 2. Результаты ликвидации поглощения

Кавернозные коллектора обычно приурочены к карбонатным породам или ангидритам и являются, как правило, разновидностью трещинных коллекторов. Одним из основных показателей, определяющих трещиноватость, является величина раскрытия трещин. Величина раскрытия трещин в карбонатных коллекторах достигает 1,0-0,5 мм и более [1].

Поглощения при вскрытии каверн являются наиболее трудноустраняемыми. Это определяется структурой пустотности и, прежде всего, наличием крупных полостей, связанных между собой группой трещин или каналов, что вызывает большие затруднения в достижении полного замещения пластовых флюидов тампонажным раствором или закупорку трещин наполнителем.

Выбору конструкции скважин, планированию гидравлических программ промывки скважин при бурении, а также скорости линейных перемещений колонны труб в скважине должно предшествовать определение скважности поглощающих пород в интервалах осложнения, подлежащих вскрытию при бурении скважины.

Для решения данной задачи в настоящее время используется гидравлический метод, использование которого предполагает знание коэффициента проницаемости горных пород поглощающего интервала.

В этой связи определим перепад давления в зоне поглощения:

$$\Delta P = 10^{-6} g \rho_{\text{бр}} (h_{\text{ст}} - h_{\text{д}}), \text{МПа}$$

где $h_{\text{д}}$ - динамический уровень в скважине, м.

Коэффициент проницаемости зоны поглощения согласно источникам [1,2] можно определить уравнением:

$$K_n = Q \cdot \mu \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{(2\pi \Delta P h_n)}, \text{м}^2$$

где Q -расход бурового раствора на поглощение, м³/с; μ -вязкость пластового флюида в зоне поглощения, Па*с; R_k -радиус контура влияния скважины, м; R_c -радиус скважины, м; ΔP -перепад давления в зоне поглощения бурового раствора; h_n -толщина поглощающего пласта, м.

Расчет вязкости пластового флюида (пластовой воды) в зоне поглощающего пласта производится по следующей формуле [2]

$$\mu_{\text{пл}}(T) = \frac{[1,43 + 3,8 \cdot 10^{-3}(\rho_{\text{пл}} - 1000)]}{10^{0,0065(T-273)}},$$

где $\rho_{\text{пл}}$ -плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м³.

Скважность пород m , слагающих зоны поглощения, определяется из формулы [3]:

$$\delta = 4,83 - \left(\frac{K_n}{m^{2,1}}\right)^{0,5}, \text{м}$$

где $\delta = (2 * b)$ -раскрытие трещины, м; K_n -коэффициент проницаемости, м ; m -скважность пород, слагающих зоны поглощения, в долях единицы; b – половина величины раскрытия трещины, м. Расчеты параметров зон поглощения по предлагаемым формулам показали следующую корреляцию результатов на основе фактически полученных данных при поглощении (табл. 1).

Таблица 1

Данные сравнения расчетных параметров зон поглощения

Подача насоса при исследовании поглощения, м ³ /с	Значения параметров зон поглощения по предлагаемой методике расчета	
	средняя раскрытость каналов, м	скважность, д.е. (расчетная)
0,016	0,005	0,46
0,015	0,007	0,32
0,02	0,006	0,45
0,015	0,009	0,41

Таким образом, предлагаемая методика:

- позволяет рассчитать параметры зон поглощения, без использования статистической величины трещинной пустотности горных пород поглощающего пласта (скважности);
- исключает необходимость использования пакерных схем исследования скважин;

что значительно повышает успешность технологических операций при минимуме доступной информации.

Литература

1. Первердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1982.-с. 191.
2. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. - М.: Недра, 1984.
3. Вахромеев И.И. Теоретические основы тампонажа горных пород. - М.: Недра, 1968.-с. 294.

ОСОБЕННОСТИ ВЫНОСА ШЛАМА В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

А.Л. Хохлов

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наклонно-направленное бурение – это способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению. Если зенитный угол наклонно-направленной скважины превышает 85° , и она имеет горизонтальный участок профиля большой протяженности, то такая скважина называется горизонтальной.

Наклонно-направленное бурение имеет преимущества относительно других методов строительства скважин. Во-первых, дебит на большинстве месторождений увеличивается по сравнению с вертикальными скважинами в несколько раз. Во-вторых, данный метод позволяет осуществлять бурение скважин с одной буровой площадки на большом удалении. В разработку включаются и удаленные участки месторождений, что при использовании метода вертикального бурения потребовало бы сооружение нескольких буровых площадок. Также присутствует возможность при обустройстве шельфовых месторождений отказаться от установки морских платформ и производить бурение с береговых буровых площадок. В-третьих, появляется возможность бурить скважины для достижения продуктивной зоны, которая иначе не доступна при вертикальном бурении. В четвертых, обеспечивается выполнение растущих во всем мире требований по экологической безопасности нефтегазовых объектов, особенно на шельфе. Данный способ позволяет осуществлять бурение под озерами и реками.

Однако, несмотря на все плюсы данного метода бурения, он обладает большим количеством технологических недостатков связанных с неустойчивостью стенок и проблемами очистки ствола скважины, с увеличением количества спускоподъемных операций, повышенными требованиями к качеству и составу бурового раствора и др. [1].

К одному из наиболее важным вопросов строительства направленных скважин относится проблема эффективного транспортирования из скважины частиц выбуренной породы. Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат, многократно превышающих затраты на мероприятия по улучшению очистки ствола скважины [2].

Одной из наиболее распространенных проблем, вызванных скоплением шлама в скважине, является механический прихват бурильной колонны (примерно 30 % всех прихватов в вертикальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола, а в скважинах с большим зенитным углом – более 80°). Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию так называемых шламовых подушек, которые при подъеме бурильной колонны перемещаются вместе с более «широкой» частью КНБК. В результате происходит закупоривание кольцевого пространства, сопровождающееся затяжками, которые могут привести к прихвату с полной потерей циркуляции [3].

Условия выноса шлама восходящим потоком промывочной жидкости в значительной мере зависят от величины зенитного угла ствола скважины. При увеличении зенитного угла вынос шлама затрудняется. Наибольшие трудности с очисткой, как правило, возникают в интервале $60-90^\circ$, в котором шлам выпадает на нижнюю стенку скважины и образует длинную, протяженную и устойчивую «шламовую подушку». Этот шламовый осадок удерживается на стенке скважины за счет сил трения. Очистка ствола в данном интервале представляется достаточно сложной задачей и зачастую требует большого количества времени.

«Шламовые подушки» вызывают посадки при спуске бурильной колонны и зарезке боковых стволов. Скопившийся в скважине шлам значительно осложняет проходимость каротажных приборов, что нередко приводит к необходимости дополнительной проработке скважины, а также вызывает проблемы при спуске обсадных колонн [4].

На рисунке 1 показано поведение шлама в скважине в интервалах с разными зенитными углами.

При малых зенитных углах ствола скважины ($0-10^\circ$) сила тяжести, действующая на каждую частицу выбуренного шлама, заставляет их оседать в направлении забоя (рис. 1,а). С ростом зенитного угла ($10-30^\circ$) плотность и вязкость частиц шлама увеличивается, в связи с чем возможно накопление осадка на стенке скважины. Вместе с тем, тенденция к скольжению частиц к забою сохраняется (рис. 1, б). Дальнейшее повышение зенитного угла (ориентировочно до $45-60^\circ$) способствует возрастанию сил трения и замедлению скорости скольжения частиц шлама вплоть до полной остановки, шлама и некоторая часть твердой фазы очистного агента накапливается при его движении или в состоянии покоя на стенке ствола наклонно-направленной скважины, образуя осадок в наклонном стволе [5].