

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЫХ РАБОТ В БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЕ

А.П. Сеночкин, Ю.Л. Сидоров, Ю.Р. Шевалдин, Л.С. Сидоров
(ООО "Нефтяная Компания "НОВЫЙ ПОТОК")

Рассматриваются особенности бурения нефтяных скважин в крупном тектоническом элементе первого порядка. Бурение скважин осложняется наличием обвалообразования в сланцеватых глинистых породах, широко представленных в регионе работ в формациях карбона и девона. При бурении промежуточных карбонатных толщ отмечаются поглощения. Рассмотрены причины их проявления. На основе изучения структуры и текстуры обваливающихся пород определен способ предупреждения этих осложнений. Внесены существенные изменения в структуру водного бурового раствора, в частности в дисперсную фазу. Практическая реализация разработанной рецептуры раствора повышает показатели строительства скважин по коммерческой скорости на 40 % и снижает финансовые затраты на 15 %.

Ключевые слова: скважина; сланцы; фильтрация; буровой раствор; обвалообразование; микроэмульсия.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DRILLING OPERATIONS IN THE BUZULUK DEPRESSION

A.P. Senochkin, Yu.L. Sidorov, Yu.R. Shevaldin, L.S. Sidorov
(LLC "Oil Company "NOVY POTOK")

Peculiarities of drilling oil wells in a large tectonic element of the first order are considered. Well drilling is complicated by the presence of caving formation in shaly clayey rocks, which are widely represented in the region of operations in the Carboniferous and Devonian formations. When drilling intermediate carbonate strata, losses are noted. The reasons for their manifestation are considered. Based on the study of the structure and texture of collapsing rocks, a method for preventing these complications was determined. Significant changes have been introduced into the structure of the aqueous drilling fluid, in particular, to the dispersed phase. Practical implementation of the developed solution formulation increases well construction rates at the commercial speed by 40 % and reduces financial costs by 15 %.

Keywords: well; shale; filtration; drilling mud; caving formation; micro-emulsion.

При бурении глубоких нефтяных и газовых скважин возможны осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола скважины, сложенного глинами и глинистыми сланцами – аргиллитами. В комплексе осадочных отложений глинистые образования залегают на различных глубинах. Вышеуказанные глинистые породы в рассматриваемой тектонической структуре являются мощной, многометровой крышкой залежей. Это можно наблюдать на примере Воронцовского месторождения в интервалах с 1725 до 1818 м (по вертикали) верейский горизонт, 2424–2816 м (по вертикали) в бобриковских, радаевских, косьвинских (елховских) и 3122–3197 м (по вертикали) в тимано-пашийских нефтегазоносных комплексах. В процессе длительной геологической истории эти литофации подвергались процессам метаморфизма. Суть процессов определялась воздействием геостатического давления, температуры и тектонических подвижек. Из-за переменного характера указанных факторов в течение длительного геологического времени происходило значительное обезвоживание глин, формирование сланцеватой текстуры этих пород и возникновение микротрещиноватости. Эта микротрещиноватость активируется при разбуривании рассматриваемых формаций под воздействием бурового долота при формировании зоны т. н. предразрушения, охватывающего призабойную зону и стенки скважины [1]. Происходит смычка трещин зоны предразрушения с естественной трещиноватостью сланцеватых пород.

Это повышает скорость мгновенной фильтрации и объём фильтрата бурового раствора, проникающего по микротрещиноватости в массив породы. Причем мгновенная фильтрация происходит в период времени, определяемый микросекундами, и существенно усиливает процессы, приводящие к обвалообразованию этих пород. Многочисленные исследования, приведенные в работах [2–4], показывают, что в глинистых сланцеватых породах фильтрация бурового раствора – процесс не физический, а физико-химический, инициируемый как составом фильтрата, так и микроминеральными водорастворимыми включениями, например, микрокристаллами гипса, содержащимися в полости и на стенках микротрещин, образовавшихся в процессе диагенеза и эпигенеза. Это подтверждается возникновением на стенках скважины, представленных глинистыми породами, поляризационного электрического потенциала. Его величина регистрируется при электрокаротажных работах как положительный скважинный потенциал – ПС. Метод, основанный на принципе регистрации ПС, позволяет однозначно определять глинистые пласты и пропластки [4]. Поэтому из-за физико-химического характера процесса фильтрации воды возникающее расклинивающее давление вполне достаточно для разрушения массива глинистых сланцев [2]. Это раскрыто в работах академика П.А. Ребиндера и его коллег и получило название эффекта П.А. Ребиндера. Данные факторы приводят к интенсивному обвалообразованию слан-

цеватых глинистых пород, что осложняет процесс бурения и влечет за собой дополнительные материальные и временные затраты, существенно увеличивая стоимость бурения.

Кроме того, наличие промежуточной карбонатной толщи в отложениях среднего карбона Бузулукской впадины осложняет процесс бурения из-за поглощения бурового раствора, что приводит к его потерям до 30 и более кубометров в сутки. При изучении кернового материала этих отложений также была выявлена микро трещиноватость с плотностью до 300 микро трещин на метр керна. Ввод инертных наполнителей или установка цементных мостов существенно не влияют на снижение интенсивности поглощения.

Оба эти фактора влияют на процесс бурения и приводят к дополнительным затратам материальных и финансовых средств.

"Нефтяная Компания "Новый Поток" приступила к строительству скважин на Воронцовском участке в 2018 г. Столкнувшись с вышеприведенными проблемами при строительстве скважин, специалисты и инженеры компании провели тщательный анализ затрат материалов и времени при строительстве каждой скважины, изучили геологический и фактический материал результатов бурения. Решение и далее усложнять конструкции скважины за счет спуска дополнительных обсадных колонн было неприемлемо. Это только привело бы к дальнейшему удорожанию работ.

Так как в основе рассматриваемых явлений обвалообразования лежали физико-химические процессы, то основное внимание было уделено составу и технологическим свойствам бурового раствора.

Буровой раствор, применяемый для промывки рассматриваемого интервала, имел полисахаридный состав с ингибиторами глин и в принципе соответствовал стандартным требованиям для разбуривания глинистых пород.

Изучение свойств глинистых сланцев-аргиллитов выявило их склонность к интенсивному обвалообразованию при незначительном повышении влажности с природных 2–3 % до 4 и более процентов [5]. Это можно объяснить только тем, что быстрое продвижение фильтрата по микротрещинам охватывает значительный массив сланцеватой породы далеко за пределами стенок скважины.

Дополнительно процесс ускоряется щелочным составом фильтрата бурового раствора, поскольку большинство реагентов, вводимых в раствор, эффективны в щелочной среде. Установленная в глинистых сланцах в этих интервалах и глубинах макро и микро трещиноватость служит каналом для проникновения фильтрата в массив породы, имеющий сланцеватую текстуру. Даже снижение фильтрации до 5–2 мл/30 мин не обеспечивает длительной устойчивости этих пород. Применение же растворов на углеводородной основе исключалось из-за их высокой пожароопасности, стоимости и негативного влияния на экологию.

Физико-химическая суть процессов обвалообразования глинистых сланцеватых пород предопределяла

поиски решений для их предотвращения в той же области научно-технических знаний.

Поэтому дальнейшее совершенствование свойств буровых растворов основывалось на изучении особенностей капиллярного течения фильтрата бурового раствора в капиллярных и субкапиллярных каналах глинистых сланцев. Водный фильтрат применяемого бурового раствора активно проникает по капиллярам и микротрещинам гидрофильных стенок сланца в массив породы, способствуя его разупрочнению и обрушению в ствол скважины. Подтверждением этого являлись пластинчатые обломки глин, поднятых на поверхность образцов породы из скважины, и большая кавернность стенок, записанных каверномером в этих интервалах. Были рассмотрены особенности движения жидкости в капиллярах и способы регулирования и блокирования этого процесса. Изучались работы [3, 4], описывающие предотвращение движения фильтрата бурового раствора в капиллярах гидрофобной микроглобулой первого типа эмульсии "масло в воде". Установлено, что это приводит к резкому снижению скорости фильтрации или вообще его прекращению как фактора физико-химического взаимодействия на границе раздела фаз.

Наиболее эффективны в этих случаях эмульсионные растворы, прямые эмульсии первого типа – "масло в воде". Однако при этом надо учитывать геометрический размер глобул эмульсии. Большинство глобул из-за высокой величины поверхностного натяжения на границе раздела фаз имеют шарообразную форму, описываемую известной формулой [3]:

$$P = 2\sigma/r,$$

где P – давление в Н/м²; σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз в Н/м; r – радиус глобулы, в метрах, причем величина давления внутри глобулы может достигать значительных величин при радиусе глобулы в несколько микрометров.

Следует подчеркнуть, что капиллярные явления имеют место только на границе трех фаз: твердое тело – жидкость- вторая жидкость или газ [3].

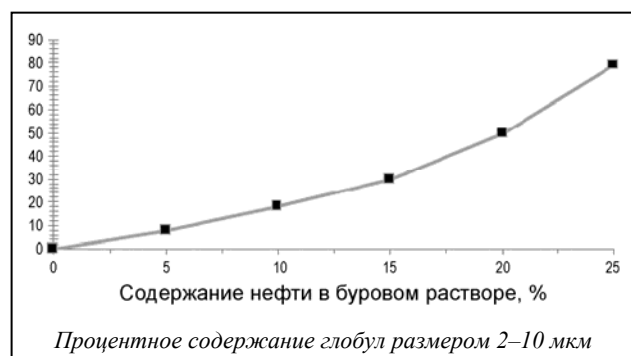
Очевидно, что микроглобулы гидрофобной эмульсии должны иметь размеры в пределах 2–10 мкм для блокировки наиболее многочисленных и разветвленных микротрещин в сланцах. Трещины и капилляры, имеющие большее раскрытие, также могут блокироваться микроэмульсией с размерами глобул в пределах 2–10 мкм за счет мостового эффекта при проникновении двух и более глобул, имеющих более мелкие размеры, чем линейная величина раскрытия трещины. Превышение гидростатического давления в скважине над пластовым в этом случае определяет направление перемещения глобулы в канал трещины. Также этот процесс блокирует поглощение бурового раствора в других породах разреза скважины, имеющих микро трещиноватую текстуру, например, в карбонатной толще турнейского яруса.

Следующий этап работы был связан с приготовлением эмульсионного раствора, причем, было необходимо увеличить содержание микроглобул размером

2–10 мкм. Анализ показывает, что в растворе [2] с содержанием 10 % нефти, стабилизированной 0,25 % газойлевого контакта, применяемого в качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ), содержание глобул указанного размера составляет всего 10 %, что совершенно недостаточно для создания капиллярного эффекта блокировки многочисленных микротрещин на стенках скважины.

Ранее считалось, что наличие химических ингредиентов, входящих в состав бурового раствора – полимеров типа карбоксиметилцеллюлозы, биополимеров, соды и т. д., является достаточным для эмульгирования нефти, вводимой в раствор. Однако эффективность указанных компонентов для эмульгирования нефти ограничена приданием, в основном, смазочных свойств буровому раствору.

Результаты подбора ПАВ и интенсивная диспергация нефтяной эмульсии с применением миксера "Воронеж-2" позволило построить кривую распределения глобул, как показано на рисунке. Впоследствии при промысловых испытаниях качество эмульсии с точки зрения фракции с размером глобул 2–10 мкм поддерживалось при прокачке эмульсионного бурового раствора через гидромониторные насадки бурового долота.



Затем проводились работы по стабилизации эмульсии в объеме бурового раствора. Необходимо было создать в растворе определенную тиксотропную структуру, достаточную для удержания глобул. Небольшое количество бентонитовой глины – 1 % мас. позволяет поддерживать тиксотропные свойства раствора, определяемые параметром статического напряжения сдвига (СНС) в пределах 11–25 дПа. Это достаточно для объемного распределения и удержания микроэмульсии в структуре раствора.

Приготовление опытного раствора на скважине проводилось в циркуляционных емкостях буровой

установки. Нефть предварительно до ввода в раствор обрабатывали ПАВ алкилсульфонатного ряда в количестве до 0,3–0,35 мас. %. С применением указанного раствора к настоящему времени на месторождении закончено две скважины – 1019 и 1038. В сравнении с ранее построенными скважинами на месторождении № 1021 и 1033 необходимо отметить рост таких важных показателей эффективности, как коммерческая скорость – рост до 40 % и снижение затрат на бурение на 15 %.

Отметим, что опыт применения нефтеэмульсионных растворов насчитывает почти семидесятилетнюю историю. Ранее считалось, что основное их предназначение – это придание смазочных свойств буровому раствору.

Новый подход к имеющимся проблемам бурения в неустойчивых сланцеобразных глинистых породах был рассмотрен на основе научно-технического анализа. Это позволило раскрыть в характеристике нефтеэмульсионных растворов ранее не изученные свойства, заключающиеся в создании объемной микроэмульсионной фазы, регулировании дисперсного состава, его стабилизации. Все это, безусловно, повысило эффективность данных буровых растворов и расширило границы их применения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1979. – 239 с.
2. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
3. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. – М.: Химия, 1982. – 400 с.
4. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1966. – 388 с.
5. Михеев В.А. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979. – 239 с.

LITERATURA

1. Spivak A.I., Popov A.N. Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin. – M.: Nedra, 1979. – 239 s.
2. Kister E.G. Khimicheskaya obrabotka burovyykh rastvorov. – M.: Nedra, 1972. – 392 s.
3. Frolov Yu.G. Kurs kolloidnoy khimii. Poverkhnostnye yavleniya i dispersnye sistemy. – M.: Khimiya, 1982. – 400 s.
4. Dolitskiy V.A. Geologicheskaya interpretatsiya materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. – M.: Nedra, 1966. – 388 s.
5. Mikheev V.A. Tekhnologicheskie svoystva burovyykh rastvorov. – M.: Nedra, 1979. – 239 s.

Антон Петрович Сеночкин, главный геолог
Юлий Львович Сидоров, заместитель генерального директора по бурению
Юрий Робертович Шевалдин, начальник управления
Лев Самуилович Сидоров, канд. техн. наук

ООО "Нефтяная Компания "НОВЫЙ ПОТОК"
461040, Россия, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Рабочая, 68б.

Anton Petrovich Senochkin, chief geologist
Yuly Lvovich Sidorov, Deputy General Director for drilling
Yury Robertovich Shevaldin, Head of the Department
Lev Samuilovich Sidorov, Cand. of tech. sci.

LLC "Oil Company "NOVY POTOK"
68b, Rabochaya str., Buzuluk, 461040, Orenburg region, Russian Federation.