



УДК 622.245.42

НОВЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР С ВЫСОКИМИ ИНГИБИРУЮЩИМИ И КОЛЬМАТИРУЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ

THE NEW BORE SOLUTION WITH HIGH INGIBIRING AND KOLIMATIRING CHARACTERISTIC

Усманова Гулноза Абдулахадовна

старший преподаватель кафедры «Общая химия»,
Ташкентский государственный технический университет
id.yug2016@gmail.com

Usmanova Gulnoza Abdulakhadovna

Senior Teacher of General
Chemistry department,
Tashkent state technical university
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены некоторые возможности разработки новых доступных реагентов с высокими ингибирующими и кольматирующими свойствами, исключающие необходимость закрепления терригенных отложений цементными мостами. Показано, что при бурении по глинам, песчаникам и песчано-гравийным отложениям раствор позволяет сохранить номинальный ствол скважины и снизить проницаемость водонесных пластов.

Annotation. Some possibility of the development new available reagent are considered in article with high ingnbinging and colmatation characteristic, excluding need of the fastening terrigen postponing cement bridge. It is shown that when boring on clay, sandstone and sandy-gravel postponing solution allows to save the nominal stem of the bore hole and reduce permeability a water layer.

Ключевые слова: бурение, кольматация, ингибитор, закрепление, буровой раствор, запор, глина, месторождение, нефть, газ.

Keywords: boring, colmatation, inhibitor, fastening, bore solution, fastening, clay, native, oil, gas.

Бурение глубоких, более длинных и сложных скважин стало возможным за счет улучшения технологии бурения, в том числе более эффективным и действенным буровым раствором. Буровые растворы, известные еще под названием «буровая грязь», добавляются в стволе скважины для облегчения процесса бурения путем суспендирования шлама, контроля давления, стабилизирующие обнаженные породы, обеспечения плавучести, охлаждения и смазки. Уже в третьем веке до нашей эры, китайцы применяли буровые грязи, в виде воды, чтобы помочь пронизывают землю, при бурение за углеводородами. Термин “грязь” был придуман в США, бурильщики гнали стада скота через поля пропитанные дождевой водой, а полученную в результате грязь использовали для смазки бурового долота [1].

Хотя технология и химия буровых растворов стали гораздо сложнее, концепция осталась прежней. Буровые растворы имеют важное значение для успешной бурении, для повышения производительности и снижения количества времени, которое требуется для достижения нефти.

Во время бурения создается шлам, но обычно он не создает проблем, пока не останавливается процесс, из-за требуемой замены долота или иной проблемы. Когда это происходит, шлам заново наполняет ствол. Чтобы этого не происходило, для суспензии шлама используется буровой раствор. Когда движение долота прекращается, вязкость бурового раствора увеличивается. Это позволяет раствору иметь жидкую консистенцию во время бурения, и превращаться в более вязкое вещество когда бурение останавливается. Шлам плавает в растворе, не опускаясь на дно до повторной вставки долота. При возобновлении бурения, это желеобразное вещество превращается снова в жидкость. Буровой раствор также помогает контролировать давление в скважине, компенсируя давление внешних углеводородов и горных пород. К растворам еще могут добавить агенты для повышения плотности (утяжелители). Еще одна важная функция буровых растворов является стабилизация пород [2]. Специальные добавки используются для того, чтобы буровой раствор не поглощался горными породами в скважине и чтобы поры горной породы не закупоривались. Чем длиннее скважина, тем больше бурильных труб необходимо для ее бурения. Большое количество бурильных труб становится тяжелой. Буровой раствор добавляет плавучесть для буровой колонны, уменьшая давление на соединения. Кроме того, буровой раствор снижает трение об горные породы, уменьшая износ. Эта смазка и охлаждение помогает продлевать жизнь буровой долоте.

В настоящее время перспективы бурения связаны с проводкой пологих и горизонтальных скважин, что требует изменения технологии проводки ствола под эксплуатационную колонну через надпродуктивную толщу [3]. При бурении скважин под эксплуатационную колонну до продуктивного пласта с промывкой технической водой или буровым раствором с высокими фильтрационными и низкими реологическими показателями возникают проблемы, связанные с неустойчивостью глинизированных пород или поглощениями. Высокопроницаемые пласты, не изолированные к моменту перехо-



да к вскрытию продуктивного пласта, требуют больших затрат реагентов, завышения сверх необходимого его структурных показателей, добавления в раствор кольматантов, оказывающих отрицательное влияние на качество вскрытия пласта, или проведения специальных изоляционных работ перед вскрытием продуктивного пласта. Такая технология не позволяет бурить наклонные стволы скважин с большими проложениями, т.к. не допускает набора больших углов скважин до перекрытия терригенных отложений и изоляции зон поглощения цементными мостами.

В этих условиях необходимо использовать буровые растворы с высокими ингибирующими и кольматирующими свойствами, исключая необходимость закрепления терригенных отложений цементными мостами и проведение изоляционных работ с использованием твердеющих тампонажных материалов. В таких условиях наиболее эффективно применение бурового раствора со свойствами, обеспечивающими устойчивость глинистых отложений, снижение проницаемости водоносных пластов и, в то же время, обеспечивающими его перевод в раствор для вскрытия продуктивного пласта [4].

Таковыми свойствами обладает разработанный нами полимер-эмульсионный буровой раствор на основе отходов химической и нефтегазовой промышленности.

Разработаны два варианта бурового раствора:

- Полифункциональный полимер-эмульсионный буровой раствор (ПГСБ-1) плотностью до $1010\text{--}1030\text{ кг/м}^3$ для разрезов с пресными и слабоминерализованными пластовыми водами.
- Полифункциональный полимерный буровой раствор (ПГСБ-2) плотностью $1040\text{--}1180\text{ кг/м}^3$ для разрезов со значительными интервалами неустойчивых глинистых пород и высокоминерализованными пластовыми водами.

Основа ПГСБ-1 и ПГСБ-2 – полимерные (в основном, полиолы на основе кубовых остатков МЭА и ДЭА) реагенты в комплексе с реагентами – гидрофобизаторами на основе лигносульфонатов, лигнофосфонатов и неионогенных ПАВ.

ПГСБ-1 рекомендуется для использования при бурении скважин под кондуктор и техническую колонну в разрезах, содержащих пресные и минерализованные воды. По результатам испытаний отмечены следующие преимущества ПГСБ-1 в сравнении с традиционно используемым глинистым буровым раствором:

- Исключены осложнения при прохождении неустойчивых пород.
- Повышено качество крепления в 4 раза.
- Снижен расход цемента на 30 %.
- Исключены осложнения при цементировании.

В растворы при необходимости можно вводить кольматант и осадкообразующие изоляционные добавки.

В ходе исследований были выявлены, что с ведением небольшого количества полиола, а также модифицированного лигнина, основной фактор, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной, – плотность бурового раствора понижается, а при добавлении промышленных стабилизаторов и утяжелителей, наблюдается обратная тенденция, что естественно приводит к повышению безопасности проходки.

В то же время с ростом плотности увеличивается дифференциальное давление на забое, повышается концентрация твердой фазы в буровом растворе, что может привести к заметному падению механической скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов. Таким образом, с ведением новых стабилизаторов в состав буровых растворов, плотность бурового раствора снижается, что обеспечивает достаточное противодавление на проходимые пласты, и в то же время она значительно улучшает условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов.

ПГСБ-2 рекомендуется для проводки скважин, в разрезе которых присутствуют увлажненные глины, высокопроницаемые или слабосцементированные породы. При бурении по глинам, песчанкам и песчано-гравийным отложениям раствор позволяет сохранить номинальный ствол скважины и снизить проницаемость водоносных пластов. С использованием гидравлических программ можно рассчитывать оптимальные показатели реологических свойств ПГСБ-2 для бурения наклонных, полых и горизонтальных участков стволов скважин. Компонентный состав для конкретного месторождения уточняется по результатам анализа геолого-технической документации и проведения дополнительных исследований кернового материала или шлама. Выбор комплекса ингибиторов проводится по стандартам АНИ и специальным методикам.

Буровой раствор характеризуется низкими значениями показателя фильтрации ($\Phi = 2,0\text{--}8,0\text{ см}^3$ по API), регулируемые в широком диапазоне реологическими показателями ($n = 10\text{--}40\text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\tau_0 = 25\text{--}180,0\text{ дПа}$), низким коэффициентом трения ($K_{mp} = 0,07\text{--}0,1$ по API).

Положительным является тот факт, что этот раствор легко модифицируется в буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта путем дополнительного ввода крахмала, хлористого кальция и при необходимости – дополнительно лигнина.

Раствор ПГСБ-2 успешно прошел опытно-лабораторные испытания при проводке скважин в неустойчивых глинизированных отложениях значительной протяженности с зенитным углом $50\text{--}70^\circ\text{C}$



сохранением номинального диаметра скважин при бурении пологих и горизонтальных участков ствола скважины, в том числе при бурении дополнительных стволов на месторождениях нефти и газа, при этом исключается необходимость установки цементных мостов в верейском горизонте, которые при бурении по традиционной технологии были обязательны.

Литература:

1. Ковалев А.Ф., Туболкин О.С. Буровые и тампонажные растворы. – М. : Недра, 2002. – 262 с.
2. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э. Буровые растворы для осложненных условий. – М. : Недра, 2003. – 135 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. В 2-х т. – М. : Недра, 2000. – Т. 1. – С. 93–126.
4. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – М. : Бурение, 2005. – 665 с.

References:

1. Kovalyov A.F., Tubolkin O.S. Boring and grouting solutions. – M. : Nedra, 2002. – 262 pages.
2. Angelopulo O.K., Podgornov V.M., Avakov V.E. Boring solutions for the complicated conditions. – M. : Nedra, 2003. – 135 p.
3. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. The theory and practice of prevention of complications and repair of wells at their construction and operation. In 2 v. – M. : Nedra, 2000. – V. 1. – P. 93–126.
4. Ryazanov Ya.A. The encyclopedia on boring solutions. – M. : Burenie, 2005. – 665 p.