

ВОЗДЕЙСТВИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ*

Айдогды Сапармурадов,

*Доцент кафедры Автоматизированные системы
управления Военного института
Министерства обороны Туркменистана*

Батыр Джумаев,

Заместитель председателя Государственного концерна «Туркменнебит»

Аннотация

Сравнение свойств исследованных буровых растворов показывает, что при бурении и разработке продуктивных пластов удобно использовать растворы на углеводородной основе.

Ключевые слова: нефтяные и газовые скважины, буровые растворы, реагенты, раствор, углеводород, эмульсия, стенка скважины, жидкости.

Введение. Высокостабильная и эффективная работа скважинного инструмента может быть достигнута только за счет постоянной и регулярной очистки забоя скважины. Одной из основных технологических функций бурового раствора является удаление обломков породы со дна скважины и ее столба, образующихся при роторном бурении. Жидкость, циркулирующая в скважине, под высоким давлением подается на забой скважины. Он обмывает колодец, вымывает закопанные на дне камни и выносит их на поверхность.

Цель работы. В литературе (Басарыгин, Будников, Булатов, Проселков, 2001; Булатов, Аветисов, 1993-1996; Булатов, Демихов, Макаренко, 1998; Булатов, Проселков, Шаманов, 2003; Калинин, Левицкий, Никитин, 1998; Рязанов, 2005) описаны назначение и функции бурового раствора для промывки скважин, однако о жидкостях на углеводородной основе имеется мало информации. В данном исследовании подчеркивается, что жидкости на углеводородной основе отвечают необходимым технологическим требованиям при бурении продуктивного пласта и, как следствие, обеспечивают высокий экономический эффект при разработке скважины.

Задачи работы. Основная цель использования бурового раствора заключалась в очистке тщательно размытой коренной породы и охлаждении бурового инструмента. С развитием буровых работ, приобретением практического опыта расширились функции бурового раствора и его службы в буровых работах.

При бурении скважины буровой раствор создает среду, определяющую условия работы бурового инструмента и воздействующую на горные породы у стенок и забоя скважины. С этой точки зрения буровой раствор влияет на бурение породы, устойчивость стенок скважины, характер и интенсивность физико-химических обменных процессов с породой, насыщенность пластовыми флюидами в пробуренной части скважины. Направление потока флюидов может изменяться под влиянием гидродинамических явлений, происходящих при течении по стволу скважины.

Вещественный состав жидкости (жидкой или газообразной), закачиваемой в ствол скважины, варьируется из-за наличия раздробленных горных пород на забое скважины и взаимодействия с флюидами, вытекающими из ствола скважины. Буровой раствор подвергается физическому воздействию химически активных веществ, высоким температурам и давлениям,

* Сапармурадов А. e-mail: saparmuradov58@mail.ru

меняющимся по длине ствола скважины. Независимо от исходного состава скважинный флюид превращается в многокомпонентный композитный раствор.

Основной раздел. Изменение вещественного состава и состояния раствора в скважине не должно ухудшать его технологические свойства. Технологические свойства бурового раствора определяются как следующие характеристики его воздействия:

- он должен облегчать бурение горных пород;
- помогать очищать дно и колонну колодца;
- не должен отрицательно влиять на устойчивость стенок скважины;
- должен способствовать снижению величины сопротивления, возникающего при вращении бурового инструмента или при движении осевого смещения;
- не должно отрицательно влиять на коллекторские свойства и разработку продуктивного пласта.

Исходя из вышеизложенного, буровые установки должны выполнять следующие функции:

- способствовать скорости и качеству бурения горных пород или, по крайней мере, не вызывать ее существенного снижения;
- они должны обладать достаточной кинематической и кумулятивной устойчивостью в процессе циркуляции по колонне скважины, то есть их состав и несущая способность (по отношению к частицам бурового раствора) не должны существенно изменяться под влиянием добавляемых веществ;
- в открытых частях колодца необходимо сохранять и даже повышать устойчивость пород, образующих стенки колодца;
- создание гидродинамического равновесия между смесью, образующейся в колонне скважины, и стратифицированной жидкостью в процессе циркуляции и в статическом состоянии, должно способствовать проникновению и перемешиванию одной среды в другую, а также предотвращать ухудшение характеристик коллектора, камней в колодце.

К жидкости, циркулирующей в скважине, предъявляется ряд дополнительных требований: затраты на ее приготовление должны находиться в экономически обоснованных пределах, она не должна оказывать агрессивного (коррозионного) воздействия на буровые инструменты и оборудование, не должна содержать вредных веществ, не должна вызывать опасности для здоровья или возникновения пожара при проведении геофизических испытаний скважины.

Не существует какие-либо решения для бурения, которое бы в равной степени удовлетворяло всем требованиям. Сами требования неоднородны и зависят от геологических условий. Поэтому был предложен способ лучшей адаптации решения для бурения к определенным условиям. Это привело к внедрению и переработке множества различных растворителей, а также к разработке сложных технологий регулирования их свойств.

На практике применяемые буровые растворы представляют собой жидкие или газообразные диспергаторы. Растворы являются полидисперсными, поскольку частицы дисперсной фазы обычно имеют разные размеры.

Буровые растворы можно классифицировать и классифицировать по разным признакам: составу дисперсного раствора, составу компонентов дисперсной фазы, количеству, назначению и т.д. К сожалению, в настоящее время не существует единой, общепринятой и научно обоснованной классификации. Поэтому лучше всего изучать буровые растворы, систематизируя их по составу дисперсного раствора:

Группа 1 – среды на водной основе (оборотная вода, реальные растворы, природные растворы, глинистые буровые растворы, безглинистые растворы, солевые гели и гидрогели, биополимерные растворы).

Группа 2 – растворы на углеводородной основе (растворы на нефтяной основе, битумные растворы).

Группа 3 – растворы на основе эмульсий (эмульсионные растворы, обратные эмульсионные растворы).

Группа 4 – растворы на основе газированных жидкостей.

Группа 5 – газообразные растворы (воздух, инертный газ, природный газ, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, дым, пена).

По порядку реализации буровые растворы располагаются в следующем порядке: обработанная вода, природные глинистые растворы, подготовленные и обработанные буровые растворы, растворы на углеводородной основе, растворы на эмульсионной основе, газированные растворы, газовые среды, солевые гели и гидрогели, биополимерные растворы.

Качественное выполнение буровых работ во многом зависит от правильного выбора состава и свойств бурового раствора и его соответствия конкретным условиям строительства скважин.

Глинистые буровые растворы широко используются при бурении скважин. Они представляют собой водянистую смесь глинистых частиц. Водно-дисперсная среда образует дисперсную фазу глинистых частиц. Особенность глинистого раствора связана с особенностями взаимодействия некоторых глин с водой, в результате чего происходит их диспергирование (дисперсия), они разделяются на отдельные частицы. Интенсивность и степень дисперсии глин в воде зависит от их состава и кристаллической структуры. Глины по химическому составу относятся к алюмосиликатам. Глина как природный материал представляет собой смесь алюмосиликатов различного строения, причем преобладают алюмосиликаты любого состава. Каолиновые и галлуазитовые глины растворяются в более резкой воде и используются только для приготовления буровых растворов высокой плотности. Гудронные минералы образуют большую группу, играющую промежуточную роль в генезисе глинистых материалов и каолинита с образованием различных горных пород. В этих глинистых растворах между слоями образуется прочная связь. Высококоллоидный характер некоторых видов обусловлен неупорядоченным чередованием слоев. Палыгорскит отличается волокнистой структурой и углублением основных мест адсорбции во внутрикристаллические каналы. Это определяет его способность набухать и диспергироваться в равной степени в пресной и соленой воде. Суспензии палыгорскит преимущественно солеустойчивы.

Глинистые минералы имеют множество дефектов кристаллической структуры. В своей внутренней структуре трехосный алюминий часто замещен растворенными железом, магнием и кальцием. Это приводит к образованию избыточного отрицательного заряда на частице железа. При образовании аргиллитов в условиях морских отложений заряд частиц компенсируется легкоподвижными катионами, такими как калий, натрий, кальций и магний. Поэтому глины нейтральны в природных явлениях.

Но глина при смешивании с водой распадается на мелкие частицы. Соответствует структуре хрустального окна. Катионы, переносимые частицами, растворяются и частицы в воде приобретают отрицательный заряд. Накоплению заряда на частицах способствует гидратация внешних слоев кристаллического окна. В результате катионы H^+ переходят в раствор и происходит механическое разрушение кристаллического окна глинистых минералов.

Интенсивность миграции катионов в раствор зависит от геометрических свойств кристаллического окна, начального потенциала частицы и заряда катиона. Катионы натрия легче покидают глинистые частицы, чем катионы кальция и магния. Глина определяется ее способностью обмениваться реакциями. Обменная емкость определяется как количество катионов натрия, поглощенных на 100 г безводной глины.

Обменные емкости для основных глинистых минералов имеют следующие значения (моль/кг): монтмориллонит 0,8-1,5; гидромикс 0,1-0,4; палыгорскит (аттапульгит) 0,2-0,3; каолинит 0,03-0,15.

По способности к замещению катионы располагаются в следующем порядке: натрий, калий, кальций, магний. Некоторые глины обладают способностью фиксировать в кристаллической решетке определенные катионы (например, иллиты с катионом калия).

Под действием электростатических сил в водной среде часть растворенных из частиц ионов железа вновь адсорбируется на частице глины и образует ионный слой (слой Гю). Некомпенсированный избыточный заряд частицы находится в динамическом равновесии с электростатическим полем, полностью насыщая ее и удерживая отдельно диспергированные катионы и дипольные молекулы воды, образующие гидратный слой (слой Гельмгольца).

Таким образом, после смешивания глины с водой каждая замороженная глинистая частица предстает как самостоятельная система: внутри нее находится электрически заряженная глинистая частица, на ее поверхности - двойной слой ионов (адсорбированные катионы и защитная оболочка). Такую систему обычно называют моделью.

Сольватная оболочка – это внешнее защитное «покрытие» частицы, препятствующее ее соединению с другими частицами. Однако поскольку частица имеет пластинчатую форму, сольватная оболочка распределена вокруг нее неравномерно и образует наиболее тонкий слой по краям частицы. В спокойной среде частицы грязи сталкиваются друг с другом, и их скопление происходит на краях, не защищенных сольватной коркой. В результате весь объем глиняного раствора приобретает ячеистую структуру, превращающуюся в гель. Когда циркуляция раствора возобновляется, структура, образовавшаяся за время отсутствия движения, разрушается и гель превращается в раствор.

Тиксотропия – это способность водного раствора образовывать гель в состоянии покоя и возобновлять свое движение при возобновлении циркуляции. При отсутствии циркуляции (когда циркуляция остановлена) тиксотропность бурового раствора позволяет частицам значительного размера оставаться во взвешенном состоянии.

Образование агрегатов глинистых частиц в коллоидной смеси называется коагуляцией. Увеличению перемешивания способствуют различные факторы: увеличение концентрации электролитов в дисперсной среде, увеличение объема твердой фазы, повышение температуры и др. В зависимости от состава и свойств исходной смеси количество процессов смешивания может привести к ее схватыванию или разжижению. Существует смесь лиофильных и лиофобных. Замораживание лиофила сопровождается появлением в растворе новой структуры и является обратным процессом. Лيوфобное перемешивание – разрушение системы – сопровождается потерей глинистых частиц, их накоплением в виде осадков и приводит к полному фазовому расслоению. Наиболее распространенной причиной лиофобных осадков глинистых буровых растворов при буровых работах является выщелачивание химически активных веществ из породы или буровых растворов. Чтобы произошла лиофобная коагуляция, концентрация коагулянта в растворе должна превышать определенный порог, известный как порог коагуляции, обычно выражаемый в миллимоль на литр. Способность глиняного раствора сопротивляться уплотнению и уплотнению определяет его устойчивость. Устойчивость раствора обеспечивается не только сольватными оболочками, окружающими частицы глины, но и явлением, называемым «электростатическим барьером», возникающим в результате совместного действия сил молекулярного притяжения и сил электростатического отталкивания.

Стабильность глиняного раствора можно повысить, добавив в него некоторые химические вещества – защитные коллоиды. Ключевой задачей при переработке расплава является

регулирование агрегативной и кинетической устойчивости смеси в изменяющихся условиях окружающей среды. Это помогает расширить спектр применения глиняного бурового раствора. Его широкое применение обусловлено, прежде всего, наличием основного сырья (глины и воды) для приготовления. Это также связано с выгодным сочетанием весьма полезных для бурения свойств (коркообразование на стенках скважин, тикотропность, простота контроля некоторых технологических особенностей).

Малоглинистые буровые растворы. Они характеризуются низким содержанием твердой фазы. Для приготовления 1 м³ такого раствора используют 50-80 кг высококачественной глины. Это позволяет поддерживать плотность раствора на уровне 1050-1080 кг/м³. Глинистый раствор низкой плотности имеет достаточную текучесть. Сочетание этих свойств делает его идеальным для бурения верхних слоев выветрившихся и прочных горных пород.

Солевые буровые растворы. Буровые растворы этого типа готовят на водной основе из солеустойчивой глины - палыгорскита (аттапульгита) и с добавлением достаточного количества поваренной соли NaCl. Благодаря особенностям кристаллической структуры (цепочки) палыгорскит обеспечивает достаточно стабильный буровой раствор в средах с повышенным содержанием солей. На 1 м³ раствора для приготовления насыщенного бурового раствора расходуется 320-330 кг соли. Плотность насыщенного раствора соли составляет не менее 1300 кг/м³. Этот раствор используется при бурении толстых слоев соляных пород.

Ингибированные буровые растворы. Ингибированные растворы – это буровые растворы, способные предотвращать набухание пробуренных пород, а также пептизацию долот и переобогащение раствора твердой фазой.

Полученный раствор готовят следующим образом: в глиняный раствор, приготовленный со специальными стабилизирующими реагентами, добавляют водорастворимые соли кальция или гидроксид кальция (известку). Избыток ионов кальция в водной среде препятствует поглощению частиц грязи.

Другой вид ингибирующего раствора – в последнее время все большую популярность получили растворы калия и аммиака (хлорида калия KCl и гидроксида калия KOH, которые содержат добавки в растворах калия). Растворы калия благотворно влияют на устойчивость стенок скважин. В литературе (Калинин, Левицкий, Никитин, 1998) описано, что проникновение ионов калия в плоские глинистые пакеты приводит к увеличению ударных сил и снижению интенсивности гидратационных процессов с глиной.

Твердофазный конденсированный буровой раствор, не содержащий свинца. Особенностью приготовления этого водного раствора является химическое удаление ионов магния из раствора растворенной фазы реакцией со щелочью NaOH или Ca(OH)₂. Концентрация ионов магния в исходном растворе должна быть не менее 10-15 г/л. В результате химической реакции в рассоле образуются микроскопические частицы гидроксида магния Mg(OH)₂. После химической реакции он становится устойчивым к осадку раствором с тиксотропными свойствами. корректируют добавлением реагентов. В зависимости от свойств исходного вещества (поставщика ионов магния) О.К. Ангелопулос предлагает различать гидрогель (исходный материал MgSO₄ водорастворим) и солевой гель (исходный материал MgSO₄ нерастворим в воде). Раствор сохраняет свои структурные и механические свойства при любой минерализации. Потому что здесь нет мелкодисперсных глинистых частиц. Обеспечить высокую устойчивость стенок скважины необходимо в тех случаях, когда при циркуляции по скважине сложно контролировать и регулировать минерализацию.

Биополимерные буровые растворы. К этой группе относятся буровые растворы, приготовленные на основе сложной химической структуры (декстрин, XS, XPS и др.), полученных действием определенных штаммов бактерий на биополимеры - полисахариды.

Биополимеры используются в ряде стран для стабилизации растворов на водной основе. В то же время использование водных растворов биополимеров в качестве буровых растворов показало большие преимущества по сравнению с глинистыми растворами.

Свойства растворов биополимеров так же легко контролировать как и свойства лучших буровых растворов на основе бентонитовых глин. Растворы биополимеров обладают свойствами, в частности некоторые из них оказывают флокуляционное воздействие на просверленные детали. Таким образом, они предотвращают замерзание и обогащение раствора. Испытанные растворы биополимеров были стабильны в морской и солевой воде. В ходе испытаний раствор биополимера сохранял термостойкость до 150°C.

Естественные буровые растворы. В ситуациях, когда геолого-стратиграфические условия не требуют качественного решения, можно использовать водную смесь, образующуюся в скважине путем диспергирования пробуренных пород в воде. Такой буровой раствор обычно называют природным. Этот раствор обычно представляет собой многокомпонентный полидисперсный раствор. Наиболее распространены натуральные растворы из меда. Их качество и свойства зависят от минералогического состава и природы пробуренных глин, способа бурения и типа бурового инструмента. Качество природного раствора можно улучшить за счет увеличения дисперсности глинистых частиц с использованием механического оборудования, химических реагентов и высококачественного навоза.

Основным преимуществом природных буровых растворов является существенно меньшая потребность в импортных материалах для их приготовления и переработки и, как следствие, снижение себестоимости производства. Также отсутствуют условия, отрицательно влияющие на производительность буровых работ (накопление абразивных и твердых частиц и т.п.). В основном их используют для бурения верхней части скважины.

Буровые растворы на углеводородной основе. Этот тип бурового раствора представляет собой многокомпонентный коллоидно-химический раствор, диспергирующим агентом является нефть или жидкие нефтепродукты (чаще дизельное топливо), а дисперсной фазой – комбинированные нефтепродукты (окисленный битум, асфальт) или специально подготовленная глина – гидрофобная. Если обычный битум в дизельном топливе смешивается на молекулярном уровне, то высокоокисленный битум позволяет получить при приготовлении раствора коллоидные частицы. Гидрофобизированный бентонит может быть сжижен как в нефтяной среде, так и в воде.

Начальная плотность растворов на нефтяной основе составляет 890-980 кг/м³. Хотя буровые растворы на нефтяной основе непроницаемы и вытекают при высоком давлении в очень ограниченных количествах, углеводороды не оказывают негативного влияния на коллекторские свойства.

Жидкости на углеводородной основе используются для повышения эффективности бурения пластовых пород и поддержания высокой нефтеотдачи, а также для бурения пластичных, глинистых, сланцевых и мощных плавающих солей пластов в сложных условиях. Эти растворы обладают смазочными свойствами. При их использовании снижается образование бурильной колонны и повреждение бурильных труб.

При бурении только продуктивных пластов (около 10% длины ствола скважины) данные буровые растворы используются непродолжительное время и в небольших количествах по сравнению с остальными частями. Тогда происходит большой выигрыш в качестве и сроках разработки скважины. Опираясь на эти удобства, можно предотвратить дороговизну их приготовления, пожароопасность и негативное влияние на здоровье человека. Это также окупает хлопоты, связанные с отключением от инструментов и оборудования.

Эмульсионные буровые растворы. Этот буровой раствор называется «масло в воде». В таком растворе частицы имеют форму очень тонких нитей, равномерно распределенных в воде, диаметром около одного миллиметра. Стабильность повышают путем подготовки нефти или нефтепродукта (чаще дизельного топлива) путем добавления до 40% сбалансированного глинистого раствора и дополнительного специального вещества - эмульгатора. Устойчивость эмульсии повышается за счет присутствия 20-30% высокодисперсных глин. В фильтрующей секции такой раствор оставляет очень мало жидкой фазы, и в фильтре остается только вода.

Эмульсионные растворы подходят для бурения глинистых пластов и соляных пластов. Обладает хорошими смазывающими свойствами и предотвращает застревание инструмента в отверстии.

Если жидкая фаза бурового раствора определяется как эмульсия вода в масле, такой раствор называется обратной эмульсией. Этот раствор готовится на основе специально приготовленных (гидрофобных) глин, разжиженных в масляной среде. Эмульсионные буровые растворы обычно состоят из 60-70% нефти или нефтепродуктов и 20-40% воды. Также содержание воды в обратной эмульсии может составлять 80% и более.

Для стабилизации эмульсии добавляют специальные эмульгаторы (эфир, жирные кислоты, амины и др.). Разработана рецептура высококонцентрированных растворов обратных эмульсий в виде эмульсии. Раствор обратной эмульсии применяется для вскрытия и разработки продуктивных пластов, а также для бурения глинистых соляных пластов.

Техническая вода. Этот буровой раствор является наиболее доступным и дешевым раствором. Благодаря низкой вязкости хорошо удаляет забойные части скважины, имеет высокую скорость очистки и немного холоднее других жидкостей. Однако, как буровой раствор этот раствор имеет и ряд недостатков: он не образует армирующего слоя на стенке скважины, не тикотропен, имеет высокую проницаемость через стенки скважины, вызывает набухание глинистых пород и растворение солей, а это ухудшает проницаемость пласта.

Эти отрицательные свойства существенно сократили возможности использования технической воды в качестве бурового раствора. В настоящее время этот раствор используется на глубине около 1500-2000м при соответствующих геолого-литологических условиях. В некоторых случаях добавляют NaCl , CaCl_2 , ZnCl_2 для уменьшения эффекта растворителя и повышения гидростатического давления бурового раствора.

ВЫВОДЫ

Экспериментально доказано, что силикатный буровой раствор на нефтяной основе имеет высокую ценность с точки зрения стабильности ствола скважины и экономики. Буровые растворы на основе углеводородов весьма выгодны при бурении пластов с низкими коллекторскими характеристиками. Эти решения не только обеспечивают необходимые уровни сдвига и сдвига, но и предотвращают увеличение этих параметров при обогащении бурового раствора вынутыми горными породами. При этом исключается повышение структурных и реологических свойств растворов, которые невозможно проверить в этом процессе. В процессе бурения это позволяет повысить стабильность структуры раствора за счет экономии реагентов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 4-х т. – М.: Недра, 1993-1996. – т. 1 – 4.

3. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1998. – 348 с.
4. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
5. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ. – М.: Недра, 1998. – 440 с.
6. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005. – 664 с.