

## Литература

1. Молокова, Н.В. Математическое моделирование процессов нефтезагрязнения пористой среды // Вестник Сибирского государственного аэрокосмического университета. Вып. 5. – Красноярск, 2010. – С. 142 – 148.
2. Тихонов А.Н. Разностные методы решения многомерных задач / А.Н. Тихонов, А.А. Самарский. – М.: Наука, 1989. – 320 с.

## РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

**Д.С.Мигачёва, Д.В. Педаш**

**Научный руководитель доктор физико-математических наук, профессор С.Н. Харламов  
Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В процессе бурения в скважине происходит циркуляция потока жидкости, которая является не только средством для удаления продуктов разрушения (шлама), но и главным фактором, обеспечивающим эффективность процесса бурения. При бурении жидкость циркулирующую принято называть буровым раствором или промывочной жидкостью.

Промывочные жидкости относятся к классу неньютоновских жидкостей. Это значит, что у таких жидкостей вязкость - величина не постоянная. Она в любой момент времени будет зависеть от напряжения сдвига и скорости деформации (скорости сдвига). Понятия скорости сдвига и напряжения сдвига применимы к движению любых жидкостей. В пределах циркуляционной системы скорость сдвига зависит от средней скорости движения жидкости в той форме циркуляционного пространства, в которой оно происходит. Таким образом, скорость сдвига выше в геометрических формах небольшого размера (внутри буровой колонны) и ниже в формах большого размера (таких, как затрубное пространство). Изменения в подаче насоса влияют на скорость сдвига бурового раствора, во всей циркуляционной системе, хотя форма циркуляционного пространства может меняться. Более высокие скорости сдвига обычно вызывают возникновение силы сопротивления напряжению сдвига большей величины. Поэтому, напряжения сдвига в буровой колонне превышают напряжения сдвига в затрубном пространстве. Сумма потерь давления во всей циркуляционной системе (давление на выходе насоса) часто ассоциируется с напряжением сдвига, в то время, как подача насоса связывается со скоростью сдвига. Это взаимоотношение между скоростью сдвига и напряжением сдвига жидкости и определяет характер её движения.

Буровой раствор должен совершать важные функции, которые направлены на эффективное, экономичное и безопасное выполнение и завершение процесса бурения. В настоящее время состав и свойства бурового раствора стали объектом научных исследований и анализа.

Одной из важнейших функций бурового раствора является предупреждение попадания пластового флюида будь то газ, нефть или вода, в ствол скважины. В том случае, когда в скважину попадает один из названных пластовых флюидов, говорят, что произошло флюидопроявление. Основным параметром, который отвечает за регулирование давления бурового раствора на забое является плотность промывочной жидкости. Необходимое давление промывочной жидкости определяется геологическими параметрами месторождения. Чем выше давление горных пород на забое скважины, тем больше должна быть плотность бурового раствора. Плотность регулируется специальными химически инертными добавками, такими как мел и барит. На промысле определение плотности раствора определяется специальными рычажными весами.

Условная вязкость определяется как сопротивление течению и обычно на промыслах её определяют с площадью вискозиметра (воронки) Марша. Вязкость по вискозиметру Марша это скорость течения раствора, которая измеряется в метрических единицах - секундах на 1000 мл. Ни одно из значений вязкости, полученных с помощью вискозиметра Марша, нельзя считать правильным для всех буровых растворов. То, что верно для одной площади, может не соответствовать действительности на другой площади, однако в общих случаях применимо эмпирическое правило.

Пластическая вязкость обычно определяется как та часть сопротивления течению жидкости, которая вызывается механическим трением. Пластическая вязкость определяется главным образом:

- Концентрацией твердой фазы;
- размером и формой частиц твердой фазы;
- вязкостью жидкой фазы.

Любое увеличение общей площади поверхности частиц приведёт к повышению пластической вязкости. Например, при разделении частицы твердой фазы пополам общая площадь поверхности двух половинок будет больше площади поверхности одной частицы. Площадь поверхности плоской частицы больше площади поверхности сферической частицы при одинаковых объёмах частиц. Чаще всего, однако, повышение пластической вязкости является результатом увеличения содержания твердой фазы в буровом растворе. Часть твердой фазы намеренно вводится в буровой раствор. Например, бентонит обеспечивает необходимую вязкость и регулирует водоотдачу, в то время как барит добавляется для утяжеления бурового раствора. Существует хорошее правило, согласно которому вязкость бурового раствора не должна быть выше той, которая обеспечивает вынос шлама и поддерживает барит во взвешенном состоянии. Когда буровой раствор не выполняет эти функции, необходимо повысить предельное динамическое напряжение сдвига, а не пластическую вязкость. Т.к. буровой шлам отрицательно влияет на свойства бурового раствора, то его присутствие в растворе нежелательно. В процессе бурения происходит постоянное поступление шлама в буровой раствор, что приводит к увеличению содержания твердой фазы бурового раствора. Если буровой шлам своевременно не удалять из бурового раствора, то в процессе его циркуляции и рециркуляции будет происходить непрерывное его измельчение. В результате

произойдет значительное повышение вязкости бурового раствора. Существует три способа регулирования содержания твёрдой фазы в буровом растворе:

- Разбавление или замена бурового раствора;
- осаждение бурового раствора;
- механическая очистка бурового раствора.

Пределы текучести (предельное динамическое напряжение сдвига), вторая составляющая сопротивления течению бурового раствора, является мерой электрохимических сил или сил притяжения в буровом растворе. Эти силы, обусловленные отрицательными и положительными зарядами, расположенными на поверхности или вблизи поверхности частиц. Предел текучести является мерой этих сил при течении бурового раствора и определяется следующим:

- Поверхностными свойствами частиц твёрдой фазы;
- объёмной концентрацией твердой фазы;
- электрическими полями этих частиц (концентрацией и типом ионов жидкой фазы бурового раствора.)

Предел текучести - это та часть сопротивления течению, которая регулируется над лежащей химической обработкой. По мере уменьшения сил притяжения в результате химобработки предел текучести будет уменьшаться. Уменьшение предела текучести также приведет к уменьшению кажущейся вязкости. Предел текучести можно понизить следующими методами:

– Валентностью разрушенных связей в результате измельчения глинистых частиц, которые нейтрализуются адсорбцией некоторых отрицательных ионов на концах глинистых частиц. Эти остаточные валентности почти полностью нейтрализуются такими химреагентами, как танин, лигнин, сложные фосфаты, лигносульфонаты, и т.д. Ранее возникшие силы притяжения нейтрализуются химреагентами, а основной отрицательный заряд глинистой частицы превалирует, так что частицы твёрдой фазы отталкивают друг друга.

– в случае загрязнения раствора кальцием или магнием ионы, вызывающие появление сил притяжения, удаляются как нерастворимый осадок, уменьшая силу притяжения и предел текучести.

– для понижения предела текучести можно использовать воду, но если концентрация твёрдой фазы не слишком высока, то этот способ будет малоэффективным дорогостоящим. Добавление воды может привести к нежелательным изменениям других свойств бурового раствора. Это относится особенно к утяжеленным буровым растворам, когда происходит увеличение водоотдачи и понижение плотности бурового раствора (что вызывает необходимость повторного утяжеления раствора).

Во время проведения любой операции бурения очень важно контролировать физические свойства бурового раствора. Параметры раствора поддерживаются на уровне, обеспечивающем оптимальное бурение скважины. К наиболее важным свойствам бурового раствора, которые необходимо постоянно держать под контролем - это вязкость и прочность геля (предельное СНС).

Прочность геля не является составной частью бингамовской пластической модели, но будет рассмотрена в этом разделе, т.к. она аналогична пластической вязкости и пределу текучести. Если на буровой раствор в течение определенного периода времени действовать нулевой или близкой к нулевой скоростью сдвига, то раствор приобретёт жёсткую или полужёсткую гелеобразную структуру. Это свойство буровых растворов называется тиксотропностью. Степень гелеобразования наряду с типом прочности геля имеет большое значение для поддержания во взвешенном состоянии бурового шлама и утяжелителя. Нельзя допускать, чтобы гелеобразование превышало значение, достаточное для выполнения этих двух функций. Чрезмерное гелеобразование может привести к следующим осложнениям:

- Вовлечение воздуха или газа в буровой раствор;
- Чрезмерное высокие давления при возобновлении циркуляции после спуска –подъёмов;
- Понижение скорости осаждения песка и бурового шлама в отстойниках, приводящее к увеличению содержания шлама в буровом растворе;
- Чрезмерным поршневанием при подъёме бурового инструмента;
- Чрезмерной пульсацией давления (гидравлический удар) при спуске инструмента в скважину;
- Невозможностью спустить в скважину каротажный инструмент.

Прочность геля и предел текучести являются мерой сил притяжения в буровом растворе. Начальная прочность геля характеризует статические силы притяжения, в то время как предел текучести характеризует динамические силы притяжения. Поэтому буровой раствор с избыточными значениями начальной прочности геля обрабатывается так же, как раствор с избыточными значениями предела текучести.

### Литература

1. Огибалов П.М., Мирзаджанзаде А.Х. Нестационарные движения вязко-пластичных сред. – М.:Изд-во МГУ, 1970 –415 с..
2. Паус К.Ф. Буровые растворы. – М.: Недра, 1973 – 304 с.
3. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам /А.Н. Ананьев. –Волгоград:Интернешнл Касп Флюидз. – 2000. – 142.
4. З. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей) [Текст]: пер. с англ./Дж.Р. Грей, Г.С.Г Дарли. – М: Недра. – 1985. –509 с