



УДК 622.244.49

Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости

Н.М.УЛЯШЕВА¹, Е.Л.ЛЕУШЕВА², Р.Н.ГАЛИШИН³¹ Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Республика Коми, Россия² Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия³ ООО УК «Татбурнефт», Альметьевск, Республика Татарстан, Россия

Как цитировать эту статью: Уляшева Н.М. Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости / Н.М.Уляшева, Е.Л.Леушева, Р.Н.Галишин // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 454-461. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.8

Аннотация. В статье представлены исследования по разработке композиции бурового раствора для проводки наклонно направленных скважин в условиях нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан (Россия). Анализируются различные реологические модели течения жидкости и их применимость для буровых растворов. Представлены лабораторные эксперименты по измерению основных реологических параметров раствора, таких как пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, а также показатели нелинейности и консистенции.

На основании проведенных лабораторных исследований были сделаны выводы, что высокомолекулярные полимерные реагенты (например ксантановая смола) способны придать промывочной жидкости более выраженные псевдопластические свойства, а комбинация их с линейным высокомолекулярным полимером (например полиакриламидом) позволяет снизить величину динамического напряжения сдвига. Таким образом, при выборе полимерных реагентов для обработки буровых растворов в наклонно направленном бурении, необходимо учитывать их строение, молекулярную массу и свойства. Комбинация разных видов реагентов в композиции бурового раствора способна привести к синергетическому эффекту и повысить эффективность процесса бурения в целом.

Ключевые слова: буровой раствор; реология; пластическая вязкость; динамическое напряжение сдвига; биополимер

Введение. Аналитический обзор научно-технической литературы в области осложнений и аварий при строительстве скважин [1, 2, 7, 10], в особенности наклонно направленных и горизонтальных, показывает, что для предупреждения и предотвращения наиболее часто возникающих осложнений и аварий необходимо прежде всего использовать качественный буровой раствор, который будет соответствовать горно-геологическим и технико-технологическим условиям бурения.

Реологические свойства буровых растворов оказывают влияние практически на все процессы и показатели, связанные с бурением скважин, поэтому они относятся к числу важнейших. В частности, реологические свойства в значительной мере определяют:

- степень очистки забоя скважины от шлама и охлаждения породоразрушающего инструмента, транспортирующую способность потока промывочной жидкости, величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины и гидродинамического давления на ее стенки и забой в процессе бурения;
- амплитуду колебаний давления при спуске и остановке насосов, выполнении спускоподъемных операций и проработке скважины с расхаживанием бурильной колонны;
- интенсивность обогащения промывочной жидкости шламом, полноту ее замещения тампонажным раствором в кольцевом пространстве между обсадной колонной и стенками скважины и др. [6, 8, 11, 16, 17].

Регулирование реологических свойств растворов, непрерывно меняющихся в процессе углубления, и поддержание их в соответствии с требованиями бурения является одной из наиболее важных задач химической обработки раствора. На реологические свойства растворов влияет большое количество переменных факторов: температура, давление, компонентный состав раствора и концентрация каждого компонента, содержание высокодисперсной и коллоидной фракции глины, скорость сдвиговых деформаций и тиксотропные эффекты. Также важен вопрос вы-



бора реологической модели, по которой будут определены реологические параметры. Анализ научно-технической литературы по данному вопросу [4, 5, 9, 11-15] показал, что на сегодняшний день не существует реологической модели, которая давала бы необходимую точность аппроксимации на всем интервале изменения скоростей сдвига, соответствующем циркуляции бурового раствора в скважине. Поэтому точность рассчитанных параметров будет зависеть как от правильно выбранной модели, так и от ее применимости в конкретном случае.

Вследствие большого числа переменных факторов, влияющих на реологические свойства буровых растворов, предсказать их поведение довольно сложно. Поэтому изучение данного вопроса является актуальным для повышения эффективности бурения.

Цель данной работы состоит в разработке рецептуры бурового раствора, повышающего эффективность бурения горизонтального участка ствола скважины с учетом реологических параметров бурового раствора.

Реология бурового раствора. Буровые растворы, используемые при бурении нефтяных и газовых скважин, демонстрируют неньютоновское поведение: как сдвиговое разжижение, так и сдвиговое затвердевание. Обычно полагают, что в таких растворах имеется предельное напряжение сдвига и присутствуют тиксотропные эффекты [11]. Первой реологической моделью, использованной для описания реологического поведения глинистых суспензий, была модель Бингама – Шведова или вязкопластичная. Она описывает вещества, которые при напряжениях ниже критического значения τ_0 , названного предельным напряжением сдвига или динамическим напряжением сдвига, не деформируются, а при больших напряжениях текут подобно вязким жидкостям [8].

Для большинства буровых растворов характерным является также то, что их реологические свойства зависят как от величины сдвиговой деформации, так и от ее продолжительности. Если вязкость определяется не только скоростью сдвига, но и продолжительностью сдвига, такие вещества называются тиксотропными. У тиксотропных веществ с увеличением продолжительности нагрузки наблюдается уменьшение вязкости. После окончания процесса деформации и конечного времени покоя вещество снова приобретает исходное состояние.

Несмотря на то, что модель Бингама – Шведова хорошо описывает поведение буровых растворов при течении внутри трубы на больших скоростях сдвига, данную модель нельзя применить ко всем типам растворов. С появлением различных способов обработки глинистых растворов на водной основе и с разработкой буровых растворов на неводной основе ограниченность бингамовской модели становилась все более очевидной [15]. Поведение таких буровых растворов лежит в промежутке между поведением, описанным ньютоновской моделью и моделью Бингама – Шведова. Такое поведение называется псевдопластическое. Соотношение между напряжениями, возникающими в жидкости, и скоростью сдвига для псевдопластических жидкостей описывается степенной математической моделью Оствальда – де Ваале.

Как и модель Бингама – Шведова, модель Оствальда – де Ваале не дает абсолютно точной характеристики бурового раствора. Однако ее использование предпочтительно если буровой раствор обработан полимерами или вовсе является безглинистым и полимерным. Если течение жидкости подчиняется степенной модели, тогда кривые текучести и вязкости в логарифмических координатах будут представлять собой прямые линии. По этой модели буровой раствор является псевдопластической жидкостью, которая не имеет предельного динамического напряжения сдвига. Таким образом, жидкость начинает течь сразу после приложения к ней сдвигающей нагрузки.

Каждая из принятых моделей применима лишь в отдельных случаях. Модель Бингама – Шведова включает в себя показатель предельного напряжения сдвига, но не дает точного описания поведения раствора при низких скоростях деформации. Степенная модель, наоборот, более точно описывает поведение раствора при низких скоростях сдвига, но из-за отсутствия в модели предельного напряжения сдвига не может описать поведение раствора при экстремально низких скоростях сдвига, близких к нулю. Поэтому поведение типичных буровых растворов находится между вязкопластичной и псевдопластичной моделью.

Существуют также трехпараметрические модели. Модель Гершеля – Балкли получена сочетанием вязкопластичной модели с моделью Оствальда – де Ваале и учитывает динамическое напряжение сдвига [13]. Данная модель подходит для описания некоторых буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и обработанных полимерными реагентами. Она охватывает



более широкий диапазон скоростей сдвига. Однако определение реологических параметров растворов для этой модели и интегрирование уравнений их движения весьма затруднительно.

Более удобным и с приемлемой точностью представляется использование прежних простых моделей Бингама и Оствальда – де Ваала с разными значениями реологических параметров для различных интервалов скоростей сдвига. Часто в расчетах используется псевдопластическая модель с различными значениями параметров консистенции и нелинейности в диапазонах скоростей сдвига, соответствующих течению в кольцевом пространстве скважины и бурильной колонны. В насадках долота буровой раствор можно рассматривать как ньютоновскую жидкость.

Обоснование необходимых технологических свойств раствора. Разрабатываемый буровой раствор необходим для бурения горизонтального участка ствола скважины на нефть в продуктивном пласте нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан (Россия). Проектный горизонт – Тульский каменноугольной системы представлен песчаниками с пропластками аргиллитов. Песчаники средне- и крупнозернистые, слабосцементированные. Возможны осложнения в виде обвалов и осыпей. Температура продуктивного пласта 25 °С. Пластовое давление 12,1 МПа. Кровля проектного горизонта находится на глубине 1196 м. Согласно проекту, забой скважины на глубине 1208 м. Протяженность скважины по стволу 1786 м. Применение полимерного раствора с низким содержанием твердой фазы (полимербентонитового) необходимо с глубины 1486 м по стволу скважины для бурения под хвостовик.

При пластовом давлении, равном 12,1 МПа, для обеспечения необходимого противодействия на заданной глубине буровой раствор должен обладать плотностью не менее 1130 кг/м³.

Выбор оптимальных реологических свойств раствора является сложной задачей. Учитывая опыт бурения горизонтальных скважин, на данном месторождении значение пластической вязкости η должно быть не более 20 мПа·с и не менее 7 мПа·с.

Динамическое напряжение сдвига (ДНС) для удовлетворительного гидротранспорта шлама на дневную поверхность ламинарным потоком и предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе необходимо иметь величину динамического напряжения сдвига 1-8 Па.

Для оперативного контроля вязкости на буровой измеряют условную вязкость (УВ), которая при указанных выше реологических параметрах должна находиться в пределах 30-50 с.

Не менее важным параметром, характеризующим структурно-механические свойства раствора, является величина статического напряжения сдвига (СНС). Обычно достаточно, чтобы СНС₁₀ ≤ 6 Па, СНС₁ ≤ 3 Па. Коэффициент тиксотропии k должен находиться в интервале 1-1,5.

Водоотдача (фильтрация) при бурении в продуктивном пласте должна быть минимальной для сохранения проницаемости коллектора и находиться в пределах 4-6 см³. Отсутствие фильтрации (Ф) также недопустимо, так как в этом случае на стенках скважины не сможет образоваться фильтрационная корка, которая будет сохранять устойчивость пласта коллектора и снижать коэффициент трения, что очень важно при бурении горизонтального участка. Толщина глинистой корки должна быть минимальной (1-1,5 мм) и обладать низкими фрикционными свойствами.

Эффективность работы химических реагентов-стабилизаторов в значительной степени зависит от величины pH, особенно в присутствии неорганических ингибиторов и минерализаторов. Большинство реагентов ингибиторов-стабилизаторов являются анионактивными или амфотерными, поэтому для их эффективной работы необходимо поддерживать в буровом растворе щелочную среду. В современных буровых растворах поддерживают pH в пределах 8-10.

Таким образом, учитывая горно-геологические условия и опыт бурения на данном месторождении, а также рекомендации научно-технической литературы, получены необходимые значения технологических свойств разрабатываемого бурового раствора:

Параметр	Плотность, кг/м ³	УВ, с	СНС (1/10), Па	ДНС, Па	η , Па·с	Ф, см ³	k , мм	pH
Рекомендуемое значение	1130 (+20)	30-50	3/6	1-8	7-20	4-6	1-1,5	8-10

Методология проведения исследования. Для исследования и модификации была выбрана одна из базовых рецептур полимербентонитового раствора, применяемого для бурения горизонтального участка ствола скважины в продуктивном пласте, плотностью 1140 кг/м³. Состав базо-



вого полимербентонитового раствора: бентонит – 40, NaOH – 1, крахмал – 15, бактерицид – 1, КМЦ-В – 4, КМЦ-Н – 1, мел – 185, смазка – 25 кг/м³.

Задачей исследования является модификация базового состава промывочной жидкости путем замены полимерного реагента на другой или комбинацию других, отличающихся от КМЦ молекулярной массой, строением и свойствами с целью улучшения реологических характеристик, при сохранении прочих технологических параметров в необходимых пределах. Для поиска оптимального реагента или их комбинации необходимо изучить реологические параметры бурового раствора. Состав, реологические параметры которого будут оптимальными (например, низкие значения ДНС и показателя нелинейности), можно считать наиболее эффективным и целесообразным к применению в данных условиях.

Эффект, оказываемый полимерным реагентом, зависит в первую очередь от его вида, строения и молекулярной массы [3]. Поэтому для исследования были выбраны различные по происхождению и строению полимерные реагенты:

- со средней молекулярной массой (КМЦ, ПАЦ) и с высокой (ксантан, ПАА);
- синтетические (ПАА) и природные (КМЦ, ПАЦ, ксантан);
- анионактивные (КМЦ, ПАЦ, ксантан) и проявляющие амфотерные свойства (ПАА);
- с линейной структурой (КМЦ, ПАЦ, ПАА) и с разветвленной (ксантан).

Реологические параметры буровых растворов зависят не только от компонентного состава, но и от скорости сдвига. Поэтому для более глубокого анализа реологических характеристик, их сравнения и выбора оптимального состава необходимо провести измерения реологических характеристик по возможности на более широком диапазоне скоростей сдвига. Различные скорости вращения ротационного вискозиметра соответствуют различным скоростям деформации промывочной жидкости: от невысоких скоростей при начале циркуляции до очень высоких при прохождении через насадки долота. Измерения проводились в следующих диапазонах скоростей вращения ротора вискозиметра: 600-400, 400-300, 300-200, 200-100, 100-0 об/мин. Для каждого диапазона определялись реологические параметры по вязкопластической и степенной модели раствора.

Для проведения исследований был выбран ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1, который позволяет в очень широком диапазоне напряжений и скоростей сдвига автоматически снимать кривые вязкости и текучести, а также проводить глубокое реологическое описание исследуемой среды (рис. 1).

Измерительная система с цилиндром данного вискозиметра необходима для изучения реологических характеристик веществ с вязкостью до 100000 мПа·с. Она состоит из стационарно установленного измерительного стакана и помещенного в него цилиндрического ротора. Для исследования поведения жидкостей при различной температуре имеются термостатированные сосуды.

Анализ полученных реологических характеристик и выбор оптимальной рецептуры бурового раствора. В первую очередь были проведены измерения реологических параметров раствора, состав которого представлен ранее. Содержание полимерного реагента: высоковязкая КМЦ – 4, низковязкая КМЦ – 1 г/л. Реологические параметры раствора 1:

Скорость вращения, об/мин	η , мПа·с	τ_0 , Па	n	k
600-400	13,3	8,1	0,57	2,54
400-300	14,5	7,8	0,52	3,76
300-200	15,9	7,2	0,49	4,17
200-100	17,4	6,3	0,44	4,96
100-0	18,1	5,6	0,37	5,33

Величина ДНС τ_0 и пластической вязкости η находятся в необходимом диапазоне. С увеличением скорости сдвига пластическая вязкость раствора уменьшается, а показатель нелинейности n становится



Рис. 1. Общий вид вискозиметра Rheotest RN 4.1



выше, что говорит об эффекте «сдвигового разжижения». Опыт строительства скважин и исследования процессов, происходящих при циркуляции бурового раствора, показывают, что в качестве буровых растворов благоприятнее всего использовать псевдопластические жидкости, которые имеют величину показателя нелинейности $n < 0,3$ [6, 7, 9, 13, 17]. При циркуляции такого раствора в скважине обеспечивается эффективная очистка от шлама, а возникающие гидравлические сопротивления минимальны, что очень важно при вскрытии продуктивных пластов горизонтальным стволом. Показатель нелинейности раствора 1 имеет достаточно низкое значение $n = 0,37$.

Вторым анализируемым составом был раствор с добавлением другого эфира целлюлозы – полианионной целлюлозы (ПАЦ). Как и КМЦ, существуют высоковязкая и низковязкая марки. Данный полимер обладает хорошей ингибирующей способностью в глинистых породах. Широко используется при обработке малоглинистых и безглинистых буровых растворов. Содержание полимерного реагента: высоковязкая ПАЦ – 4, низковязкая ПАЦ – 1 г/л. Реологические параметры раствора 2:

Скорость вращения, об/мин	η , мПа·с	τ_0 , Па	n	k
600-400	14,1	9,4	0,55	2,82
400-300	15,5	8	0,51	3,39
300-200	17,4	7,2	0,44	3,54
200-100	18,7	6,7	0,4	3,96
100-0	19,3	6,1	0,36	5,74

Реологические параметры раствора с добавлением ПАЦ оказались схожи с параметрами раствора 1, все они находятся в необходимом диапазоне. Схожесть результатов объясняется тем, что данные полимерные реагенты имеют схожее линейное строение, мало отличающуюся молярную массу, и оба являются анионоактивным полимером.

Третьим анализируемым составом был раствор с добавлением ксантановой смолы в качестве полимерного реагента, содержание ксантана – 4 г/л. Реологические параметры раствора 3:

Скорость вращения, об/мин	η , мПа·с	τ_0 , Па	n	k
600-400	17,7	12,2	0,36	4,37
400-300	20,3	11	0,3	5,58
300-200	21,5	10,1	0,28	6,74
200-100	23,1	9,4	0,24	7,9
100-0	25,4	8,1	0,23	8,7

При той же концентрации полимерного реагента вязкость раствора оказалась выше. Значение пластической вязкости и динамического напряжения сдвига оказались выше требуемых значений. Однако показатель нелинейности оказался равен 0,23, что говорит о том, что данный полимер придал промывочной жидкости более выраженные псевдопластические свойства. Более выраженные псевдопластические свойства также видны по более интенсивному снижению величины пластической вязкости с увеличением скорости сдвига. Объясняется это тем, что ксантановая смола значительно отличается строением от эфиров целлюлозы. Во-первых, она имеет большую молекулярную массу и разветвленное строение, а не линейное как у КМЦ и ПАЦ. Гибкость макромолекул линейных полимеров всегда выше, чем у разветвленных, потому что разветвленные полимеры имеют большое число коротких и часто расположенных боковых цепей, которые увеличивают жесткость макромолекулы из-за снижения возможности вращения отдельных звеньев относительно друг друга. Во-вторых, наличие большего числа функциональных групп делает ее менее подвижной из-за возможных взаимодействий. Такой раствор будет обладать более высокими несущими и очищающими способностями, но величина гидравлических сопротивлений при циркуляции окажется выше.

Четвертым анализируемым составом был раствор с добавлением ПАА в качестве полимерного реагента, содержание ПАА – 1 г/л. Реологические параметры раствора 4:

Скорость вращения, об/мин	η , мПа·с	τ_0 , Па	n	k
600-400	19,3	5,6	0,55	1,3
400-300	20,9	4,7	0,51	1,8
300-200	22,1	3	0,47	2,89
200-100	22,7	2,8	0,38	4,23
100-0	23,5	2,4	0,34	5,74



Данный состав обладает близкими значениями пластической вязкости и показателем нелинейности с растворами 1 и 2, однако значение ДНС оказалось значительно ниже. Данная особенность объяснима с точки зрения строения макромолекулы полиакриламида. Функциональные группы у полиакриламида прикреплены к главной цепи, а не находятся в связи с циклическими группировками, как у крахмала или эфиров целлюлозы. Это делает макромолекулу полиакриламида очень гибкой, поэтому сопротивление, возникающее при инициировании течения промывочной жидкости, меньше, и, соответственно, начальное напряжение сдвига значительно ниже.

При анализе полученных данных было отмечено, что добавление ПАА ведет к снижению начального напряжения сдвига, а добавление ксантановой смолы придает промывочной жидкости более выраженные псевдопластические свойства. Оба этих качества являются благоприятными с технологической точки зрения. Псевдопластические свойства обеспечивают раствору высокую вязкость в заколонном пространстве и низкую вязкость при течении в колонне труб и насадках долота. Меньшее значение ДНС позволит снизить амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов и выполнении СПО, а также вероятность образования застойных зон с аккумуляцией в них выбуренной породы.

Поэтому пятым анализируемым составом был раствор с одновременным добавлением ПАА и ксантановой смолы. Содержание реагентов: ПАА – 0,5, ксантан – 2 г/л. Реологические параметры раствора 5:

Скорость вращения, об/мин	η , мПа·с	τ_0 , Па	n	k
600-400	11,2	7,3	0,45	1,5
400-300	13,5	6,9	0,41	2,63
300-200	15	6,3	0,37	3,17
200-100	16,7	5,4	0,32	4,49
100-0	17,3	4,6	0,27	4,80

Таким образом, в растворе 5 удалось получить одновременно более низкие значения ДНС и более выраженные псевдопластические свойства по сравнению с базовой рецептурой. Для наглядного представления различия в реологических характеристиках рассмотрим их на кривых течения и вязкости (рис.2). Программное обеспечение вискозиметра позволяет вывести на один график до четырех кривых одновременно. Поэтому выберем для сравнения базовый состав с КМЦ, раствор 3 с ксантаном, раствор 4 с ПАА и раствор 5 с ПАА и ксантаном.

Из графиков рис.2 видно, что раствор 5, имеющий в своем составе и ПАА, и ксантан, будет создавать наименьшие сопротивления при циркуляции. Раствор 4 с ПАА имеет наименьшее начальное напряжение сдвига, а раствор 3 с ксантаном из-за более высокой молекулярной массы и разветвленной структуры будет загущать раствор сильнее, чем КМЦ при той же концентрации и обладать более выраженными псевдопластическими свойствами.

СНС бурового раствора 5 измерялось при помощи прибора ВСН-3: $СНС_1 = 2,3$ Па, $СНС_{10} = 5,7$ Па. Также измерялись соответствие остальных технологических свойств раствора данной рецептуры требованиям базового полимербентонитового раствора. Условная вязкость по результатам трех измерений оказалась равной 34 с, что соответствует необходимым требованиям.

Фильтрация измерялась с помощью фильтр-пресса. За 30 мин при избыточном давлении 0,7 МПа количество отфильтровавшейся жидкости оказалось равным 5 см³. Фильтрационная корка образовалась прочная и тонкая (около 1 мм).

Коэффициент трения фильтрационной корки определялся на приборе КТК-2. Угол оказался равен 4°, а тангенс равен 0,069, что является низким показателем, а значит полученная фильтрационная корка обладает хорошими смазывающими способностями и будет способствовать снижению трения на контакте «сталь-горная порода», что особенно важно при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Уровень pH = 9, что говорит о том, что в данном буровом растворе присутствует щелочная среда, которая необходима для удовлетворительной работы полимерного и других реагентов.

Технологические свойства разработанного состава бурового раствора:

Параметр	Плотность, кг/м ³	УВ, с	СНС (1/10), Па	ДНС, Па	η , мПа·с	Φ , см ³	k , мм	pH
Рекомендуемое значение	1130 (+20)	30-50	3/6	1-8	7-20	4-6	1-1,5	8-10
Полученное значение	1140	34	2,3/5,7	4,6-7,3	11,2-17,3	5	1	9

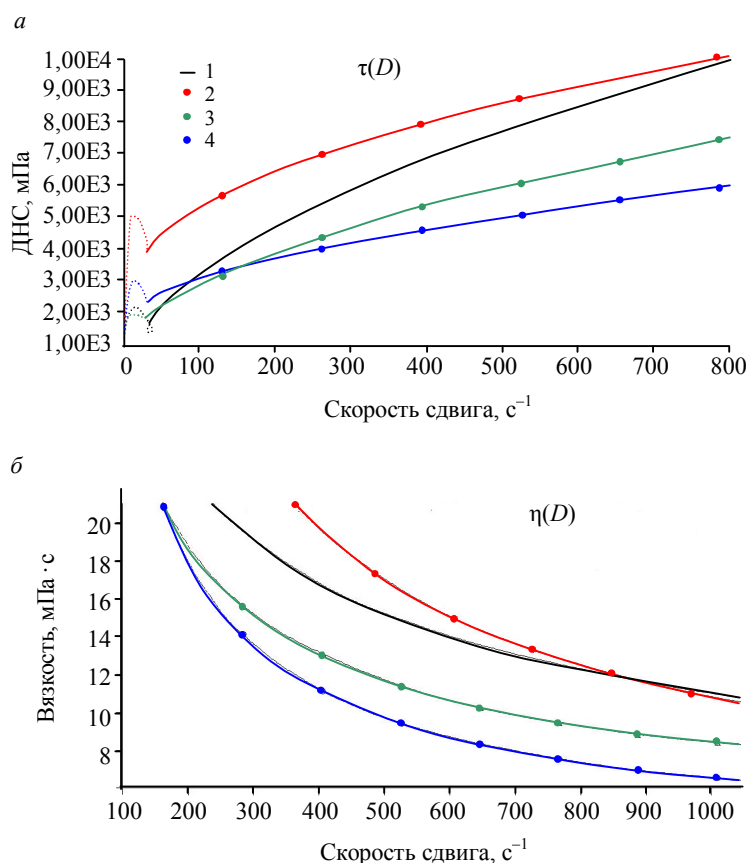


Рис.2. Кривые течения в диапазоне 0-400 об/мин (а) и вязкости в диапазоне 0-500 об/мин (б)

1 – базовый с КМЦ; 2 – ксантан; 3 – ПАА; 4 – ПАА + ксантан

Проведенные исследования показали, что различные полимерные реагенты оказывают разное воздействие на реологические свойства промывочной жидкости. Связано это с различием в их строении и функциональностью элементарных звеньев. Полимерные реагенты с разветвленной структурой придают промывочной жидкости более выраженные псевдопластические свойства. Псевдопластичность является необходимым свойством современного бурового раствора, когда необходимо снизить гидравлические сопротивления при высокой скорости деформации (насадки долота и движение раствора в трубах) и повысить удерживающую и транспортирующую способность раствора при низких скоростях сдвига в заколонном пространстве. Линейные полимеры, у которых функциональные звенья находятся у главной цепи, имеют большую гибкость и создают меньшие сопротивления при иницировании движения, что очень важно при пуске насосов и возобновлении циркуляции после СПО. Эффектив-

ность работы полимерных реагентов во многом зависит от минерализации дисперсионной среды и пластовых, жидкостей, которые контактируют с буровым раствором. Наличие у полимерных реагентов способных к взаимодействию и диссоциации функциональных групп создает необходимость контроля этого параметра. Высокая минерализация может привести к тому, что пропадет электростатическое отталкивание между функциональными группами, которое помогает основной цепочке полимера находиться в растянутом состоянии (глобулизация полимерного реагента). Форма цепи полимерного реагента влияет на его работу. Свернутые в клубок или спираль реагенты имеют меньшую эффективность.

В результате комбинации полимерных реагентов с различными свойствами удалось получить состав промывочной жидкости, обладающей оптимальными реологическими характеристиками: бентонит – 40, NaOH – 1, крахмал – 15, бактерицид – 1, ПАА – 0,5, ксантан – 2, мел – 185, смазка – 25 кг/м³.

Общие выводы и рекомендации. 1. Проведенные лабораторные исследования показали, что высокомолекулярные полимерные реагенты (например, ксантановая смола) способны придать промывочной жидкости более выраженные псевдопластические свойства, а комбинация их с линейным высокомолекулярным полимером (например, ПАА) позволяет снизить величину ДНС. Таким образом, при выборе полимерных реагентов необходимо учитывать их строение, молекулярную массу и свойства. Комбинация разных видов реагентов способна привести к синергетическому эффекту.

2. Оптимальный состав бурового раствора для условий нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан (Россия), в качестве полимерных реагентов включает в себя ксантановую смолу и ПАА.



ЛИТЕРАТУРА

1. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. 2017. Т. 223. С. 86-92. DOI: 10.18454/PMI.2017.1.86
2. Корчагин П.Н. Выбор типов буровых растворов и их свойств при бурении скважин с большими отходами от вертикали // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. № 1. С. 38-40.
3. Литвиненко В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С.Литвиненко, М.В.Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24-29. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24
4. Логачев Ю.Л. Оценка влияния профиля скоростей потока на вытесняющую способность вязкопластичных жидкостей / Ю.Л.Логачев, А.Б.Ширяев, А.Ю.Логачев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2017. № 3. С. 29-33.
5. Математическое моделирование дробления грунта и многофазного течения бурового раствора при бурении скважин / Б.С.Григорьев, А.А.Елисеев, Т.А.Погарская, Е.Е.Торопов // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 16-23. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.16
6. Рябенко В.И. Пути совершенствования методов контроля структурно-реологических свойств тиксотропных глинистых буровых растворов / В.И.Рябенко, Л.С.Пальчикова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. № 4. С. 23-28.
7. Уляшева Н.М. К вопросу оптимизации промывки и свойств буровых растворов в осложненных условиях / Н.М.Уляшева В.В.Дуркин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 10. С. 82-86.
8. Технологические решения для строительства скважин в цементированных глинистых породах / Н.М.Уляшева, Ю.Л.Логачев, А.М.Вороник, Д.В.Ходенко // Нефтяное хозяйство. 2016. № 4. С. 82-86.
9. Шарафутдинов З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами / З.З.Шарафутдинов, Р.З.Шарафутдинова // Нефтегазовое дело. 2004. № 1. С. 3-21.
10. Kunshin A. Design and process engineering of slotted liner running in extended reach drilling wells / A.Kunshin, M.Dvoynikov // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 15-17 October 2018, Moscow, Russian Federation. DOI: 10.2118/191520-18RPTC-RU
11. Livescu S. Mathematical modeling of thixotropic drilling mud and crude oil flow in wells and pipelines – A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2012. Vol. 98-99. P. 174-184. DOI: 10.1016/j.petrol.2012.04.026
12. Morenov V. Investigation of the fractional composition effect of the carbonate weighting agents on the rheology of the clayless drilling mud / V.Morenov, E.Leusheva, A.Martel // International Journal of Engineering, IJE TRANSACTIONS A: Basics. 2018. Vol. 31. № 7. P. 1517-1525. DOI: 10.5829/ije.2018.31.07a.21
13. Optimal determination of rheological parameters for Herschel – Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling / V.C.Kelessidis, R.Magliione, C.Tsamantaki, Y.Aspirtakis // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2006. Vol. 53. Iss. 3-4. P. 203-224. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.06.004
14. Research of oil-based drilling fluids to improve the quality of wells completion / M.V. Nutskova, K.S. Kupavykh, D.A. Sidorov, V.A. Lundaev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Vol. 666, Quality Management and Reliability of Technical Systems, 20-21 June 2019, St. Petersburg, Russian Federation. DOI: 10.1088/1757-899X/666/1/012065
15. Samira Baba Hamed. Rheological properties of biopolymers drilling fluids / Samira Baba Hamed, Mansour Belhadri // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2009. Vol. 67. Iss. 3-4. P. 84-90. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.04.001
16. Use of statistical design to study the influence of CMC on the rheological properties of bentonite dispersions for water-based drilling fluids / R.R.Menezes, L.N.Marques, L.A.Campos, H.S.Ferreira, L.N.L.Santana, G.A.Neves // Applied Clay Science 2010. Vol. 49. Iss. 1-2. P. 13-20. DOI: 10.1016/j.clay.2010.03.013
17. Vipulanandan C. Hyperbolic rheological model with shear stress limit for acrylamide polymer modified bentonite drilling muds / C.Vipulanandan, A.S.Mohammed // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 122. P. 38-47. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.004

Авторы: Н.М.Уляшева, канд. техн. наук, профессор, Nulyasheva@mail.ru (Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Республика Коми, Россия), Е.Л.Леушева, канд. техн. наук, доцент, Leusheva_el@pers.spmi.ru (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), Р.Н.Галишин, технолог, Galishin5@rambler.ru (ООО УК «Татбурнефть», Альметьевск, Республика Татарстан, Россия).

Статья поступила в редакцию 28.11.2019.

Статья принята к публикации 08.05.2020.