



УДК 622

К ВОПРОСУ О РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ЖИДКОСТЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В КАЧЕСТВЕ ГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

TO THE QUESTION OF RHEOLOGICAL MODELS OF FLUIDS, USED AS CLAY DRILLING MUDS IN WELL CONSTRUCTION IN WESTERN SIBERIA

Проводников Геннадий Борисович

кандидат технических наук,
почетный нефтяник объединения «Сургутнефтегаз»,
ветеран труда ОАО «Сургутнефтегаз» и ХМАО,
обладатель благодарности Министерства энергетики РФ

Дюсюнгалиев Марат Александрович

заместитель директора
научно-исследовательского института
по бурению «СургутНИПИнефть»

Аннотация. Данная статья знакомит читателей с одной из главных проблем при строительстве скважин – предупреждением осложнений ствола скважин при их бурении. Этой проблемой тесно занимался профессор А.И.Булатов и предложил ряд её успешных решений. В настоящей статье приводится дальнейшее развитие идеологии предупреждения осложнений, в продолжение работ А.И. Булатова и его сподвижников. Большой интерес специалистов в области строительства скважин могут вызвать очень важные аспекты существующих реологических моделей жидкостей, применяемых в качестве буровых растворов. Авторами затронут вопрос возможного соединения реологической модели дилатантного бурового раствора с явлением дилатансии в осложняемой толще глин стенок ствола скважины. Возможный неаддитивный процесс осложнений при бурении скважин, связанный с явлением дилатансии буровых растворов и дилатансии глинистых пород, представляет особый научный интерес для предупреждения осложнений при бурении скважин в Западной Сибири.

Ключевые слова: реологические модели жидкостей, дилатантные свойства, СургутНИПИнефть, Сургутнефтегаз, строительство скважин, буровые растворы, горные породы, осложнения, геофизика, Западная Сибирь.

Provodnikov Gennady Borisovich

Candidate of Technical Sciences,
Honorary Oilman of
the Surgutneftegaz Association,
Veteran of Labor of Surgutneftegaz
JSC and the Khanty-Mansiysk
Autonomous District,
Commendation of the Ministry of
Energy of the Russian Federation

Dyusyungaliev Marat Alexandrovich

Deputy Director of Scientific and Research
Institute on drilling «SurgutNIPIneft»

Annotation. This article introduces readers to one of the main problems in well construction – prevention of wellbore complications while drilling. This problem was closely studied by Professor A.I. Bulatov and proposed a number of its successful solutions. This article presents the further development of the ideology of complication prevention, in continuation of A.I. Bulatov and his associates' works. Very important aspects of existing rheological models of liquids, used as drilling agents, may arouse a great interest of specialists in the field of well construction. The authors touched upon the issue of possible connection of rheological model of dilatant drilling mud with the phenomenon of dilatancy in the complicating thickness of clay of the wellbore walls. Possible non-additive process of complications during drilling wells associated with the phenomenon of drilling mud dilatancy and clay rock dilatancy is of particular scientific interest for prevention of complications during drilling wells in Western Siberia.

Keywords: rheological models of fluids, dilatant properties, SurgutNIPIneft, Surgutneftegaz, well construction, drilling fluids, rocks, complications, geophysics, Western Siberia.

При строительстве наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных скважин в Западной Сибири используют глинистые суспензии, являющиеся дисперсными системами на водной основе плотностью от 1,06 г / см³ до 1,14–1,18 г / см³. Как правило, в процессе бурения в коллоидальных глинах происходит естественная наработка глинистой суспензии и увеличение ее плотности. При этом для регулирования фильтрационных, реологических свойств бурового раствора применяются химические реагенты-стабилизаторы. В процессе строительства скважины буровой раствор должен предотвращать возможные осложнения при бурении, обусловленные геологическими условиями, минимизировать загрязнение нефтенасыщенного пласта компонентами бурового раствора и обеспечивать успешное прохождение эксплуатационной колонны в наклонном или горизонтальном стволе скважины.

Значительную роль в решении данных проблем играют реологические свойства буровых растворов, используемых при строительстве скважин. При этом необходимо понимание и изучение явле-



ния дилатансии в буровых растворах и предотвращение этого явления, как элемента реологических свойств, вызывающего резкое ухудшение устойчивости ствола скважины и, соответственно, сильное обвалообразование, потерю циркуляции бурового раствора, аварии, связанные с прихватами бурильного инструмента и сопровождающиеся перебуриванием скважины вторым стволом.

Как правило, эффективная вязкость дилатантного бурового раствора повышается с увеличением скорости сдвига и это приводит к резким повышениям давления в кольцевом пространстве скважины при бурении и к поглощению бурового раствора в глинистую породу с последующем осложнению ствола скважины.

Реологические свойства буровых растворов оказывают значительное влияние на очистку ствола скважины в призабойной зоне от выбуренной породы и ее вынос на поверхность, на гидродинамическое давление в скважине. Гидродинамическое давление, в свою очередь, определяет возможность возникновения осложнений в процессе строительства скважины: осыпей, обвалообразований, сальникообразований, поглощения бурового раствора, гидроразрыва горных пород, а также загрязнения нефтяного пласта [2, 3, 5, 7].

Таким образом, очевидна важность информации о состоянии реологических характеристик буровых растворов и факторах, влияющих на их положительные и отрицательные показатели этих характеристик.

Исследованиям и описанию реологических свойств буровых растворов посвящено множество научных работ, как в нашей стране, так и за рубежом [4, 8, 9]. Растворы различают как бингамовскую вязкопластичную, ньютоновскую, псевдопластичную и дилатантную жидкости.

Данные буровые растворы описываются следующими реологическими моделями [2, 7, 9,]:

– модель ньютоновской жидкости n_1

$$\tau = \eta \dot{\gamma}; \quad (1)$$

– модель вязкопластичной жидкости (модель Бингама)

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}; \quad (2)$$

– модель псевдопластичной жидкости n_2

$$\tau = K \dot{\gamma}; \quad (3)$$

– модель дилатантной жидкости n_3

$$\tau = K \dot{\gamma}, \quad (4)$$

где τ – напряжение сдвига; τ_0 – динамическое напряжение сдвига; K – показатель консистенции; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига; η – пластическая вязкость; n – показатель нелинейности, характеризующий степень отклонения реологического поведения жидкости от ньютоновской ($n_1 = 1$, $n_2 < 1$, $n_3 > 1$).

Ньютоновские жидкости. Для сравнительной оценки и реологических характеристик используется график зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига под названием график консистенции. Для жидкостей, которые не содержат частиц размером больше молекулы (например, растворы солей, нефть, масло, глицерин, вода), графики консистенции представляют собой прямые линии, проходящие через начало координат. Такие жидкости называются ньютоновскими, так как их поведение подчиняется законам, выведенным Исааком Ньютоном. Вязкость (эффективная или кажущаяся вязкость) ньютоновской жидкости определяется наклоном графика его консистенции (отношение напряжение сдвига к скорости сдвига) согласно формуле реологической модели 1. При этом вязкость ньютоновских жидкостей не зависит от скорости сдвига. Эти жидкости, в основном, растворы солей, нефть, вода, применяются при промывке скважин в процессе их освоения.

Вязкопластичные бингамовские жидкости. Течение суспензий, к которым относятся буровые растворы, содержащие в больших количествах частицы, более крупные, чем молекулы, не подчиняются законам Ньютона. Поэтому их относят к классу под общим названием «неньютоновские жидкости». Зависимость напряжения от скорости сдвига неньютоновских жидкостей (вязкость) определяется их составом. Глинистые буровые растворы со значительной долей твердой и коллоидной фаз, включая химические реагенты-структурообразователи, ведут себя приблизительно в соответствии с теорией пластического течения Бингама. Согласно этой теории, для того чтобы началось течение бингамовской жидкости, к ней должно быть приложено некоторое конечное напряжение. Поэтому график консистенции бингамовской вязкопластической жидкости описывается двумя параметрами – предельным динамическим напряжением сдвига (ПДНС) и пластической вязкостью (ПВ) согласно формуле реологической модели 2. При этом график показывает, что пластическая вязкость не зависит от скорости сдвига как и для ньютоновской жидкости. Однако за счет крутой прямолинейной зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига пластическая вязкость этой жидкости по сравнению с ньютоновской жидкостью может иметь очень высокие значения.



Отношение напряжения сдвига к скорости сдвига (при любой скорости сдвига), называется эффективной или кажущейся вязкостью. При этом, как правило, эффективная вязкость для определенной вязкопластичной жидкости снижается с увеличением скорости сдвига и поэтому является значимым параметром для гидравлических расчетов только при той скорости, при которой она измерена. Эффективная вязкость определяется, как вязкость ньютоновской жидкости, соответствующая конкретным значениям напряжения и скорости сдвига бингамовской жидкости. Таким образом, эффективная вязкость состоит из двух компонентов: вязкости ньютоновской, и структурной вязкости, которая характеризует сопротивление сдвигу, вызываемое тенденцией содержащихся в бингамовской жидкости твердых частиц образовывать структуру.

В промышленных условиях при бурении часто имеет место использование вязкопластичных бингамовских жидкостей в качестве буровых растворов. Однако, как правило, они характеризуются высоким содержанием глинистой твердой фазы и коллоидной глинистой и органической фазы химических реагентов. В результате такие флокулированные глинистые растворы имеют высокие значения ПДНС, ПВ, статического напряжения сдвига (СНС), условной вязкости (Т), к тому же, резко возрастающие с повышением забойной температуры при углублении скважины.

В таблице 1 приводятся обычно встречающиеся при бурении скважин в Западной Сибири диапазоны данных статистических лабораторных исследований вязкопластических бингамовских жидкостей, применяемых в качестве глинистых буровых растворов, обработанных органическими полимерами (КМЦ, целлюлоза, гипан) или другими подобными реагентами – стабилизаторами и структурообразователями.

Таблица 1 – Реологические показатели вязкопластичной бингамовской жидкости, применяемой в качестве бурового раствора

Плотность, г / см ³	Условная вязкость, с	ПДНС, дПа	ПВ, сПз	СНС (10 с / 10 мин), дПа
1	2	3	4	5
1,18–1,20	60–70	60–80	30–40	30–60 / 60–80

В настоящее время данные буровые растворы в основном применяются в Западной Сибири при бурении в верхних неустойчивых породах, включая «вечную» мерзлоту (только под направление и кондуктор).

Псевдопластичные жидкости. Из данных [2] известно, что буровые растворы, которые содержат небольшую долю мельчайших частиц твердой и коллоидной глинистой фазы, обработанные определенными высокомолекулярными полимерами, при высоких скоростях сдвига ведут себя так, как будто обладают динамическим напряжением сдвига, но на самом деле график их консистенции проходит через начало координат. Поведение этих псевдопластичных жидкостей описывается «идеальным степенным законом», который устанавливает его модель (3). Показатель нелинейности « n » можно считать мерой снижения пластической вязкости: чем меньше « n », тем больше снижается пластическая вязкость при определенном значении динамического напряжения сдвига, обеспечивая улучшение очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Фактически идеальный степенной закон описывает три модели течения в зависимости от значения « n »:

- псевдопластичную при $n < 1$ – эффективная вязкость снижается с увеличением скорости сдвига;
- ньютоновскую при $n = 1$ – вязкость остается постоянной при изменении скорости сдвига;
- дилатантную при $n > 1$ – эффективная вязкость повышается с увеличением скорости сдвига.

Итак, как уже отмечено нами на примере некоторых буровых растворов, псевдопластичные жидкости не имеют предельного динамического напряжения сдвига, графики их консистенции проходят через начало координат. Эти графики нелинейны, но при высоких скоростях сдвига приближаются к прямой. Если значения напряжений, измеренных при высоких скоростях сдвига, экстраполировать до оси ординат, то может показаться, что эти жидкости, как и бингамовские вязкопластичные имеют предельное динамическое напряжение сдвига. Этим и объясняется название «псевдопластичные жидкости».

Псевдопластичные жидкости в качестве буровых растворов в последние два десятка лет нашли широкое применение при бурении глубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин. При этом для обработки глинистых растворов применяются синтетические акриловые полимеры (полиакриламид и акрилат натрия) в основном в качестве стабилизаторов и структурообразователей, и водорастворимый полисахарид «ХС-полимер» (ксантановая смола) в качестве усилителя псевдопластических свойств. Этот полимер повышает динамическое напряжение при стабилизации пластической вязкости. Растворы ксантановой смолы демонстрируют исключительную способность к сдвиговому



разжижению. Одно из главных назначений ксантановой смолы в буровых растворах – повышать их вязкость и, соответственно, несущую способность при очень низких скоростях сдвига. В то же время, при повышении скорости сдвига данный реагент способствует резкому разжижению бурового раствора без снижения высокого качества очистки ствола скважины от выбуренной породы. Результаты лабораторных исследований таких глинистых растворов приведены в статье [11].

Ниже, в таблице 2, приводятся основные реологические характеристики псевдопластичных растворов при бурении из-под кондуктора глубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Таблица 2 – Реологические показатели псевдопластичных жидкостей, применяемых в качестве бурового раствора

Плотность, г / см ³	Условная вязкость, с	ДНС, дПа	ПВ, сПз	СНС, дПа (10 с / 10 мин)	n
1	2	3	4	5	6
1,14–1,16	30–45	70–100	11–18	10–20 / 20–40	0,5–0,8

Надо подчеркнуть [6], что главное достоинство псевдопластичных жидкостей, применяемых в качестве буровых растворов – это снижение эффективной вязкости при увеличении скорости сдвига бурового раствора, следовательно, пониженные давления в циркуляционной системе, при этом высокая удерживающая способность шлама в буровом растворе, а значит, качественная очистка ствола скважины от выбуренной породы при промывке в процессе бурения. Показатель нелинейности “n” таких буровых растворов находится в пределах от 0,5 до 0,8, а при отсутствии твердой и коллоидной глинистой фазы может иметь значения от 0,4 до 0,2.

Дилатантные жидкости. Приведенная выше модель дилатантной жидкости (4) иногда соответствует глинистому буровому раствору, подвергнутому определенному химическому воздействию применяемых синтетических, полусинтетических и полисахаридных и других химреагентов, в зависимости от их сочетания, соотношения и процентного содержания. Как правило, в отличие от предыдущих моделей, данная модель дилатантной жидкости обладает очень вредным свойством, несовместимым с применяемой технологией строительства скважин в Западной Сибири. Это пагубная реологическая зависимость, когда с увеличением скорости сдвига возрастает напряжение сдвига, которое может начинаться с нуля и резко увеличивается в дальнейшем.

Природа возникновения таких жидкостей при обработке буровых растворов в настоящее время изучена недостаточно. При этом она во многом бывает непонятна инженерам-технологам при строительстве наклонных и горизонтальных скважин и специалистам по буровым растворам. Тем не менее, при встрече с таким явлением и, как следствие, осложнением скважины в процессе дополнительной обработки бурового раствора затрачивается много времени и дополнительный объем химических реагентов, а иногда необходимо бурение второго ствола после установки цементного моста в первом, осложненном стволе скважины.

Ниже, в таблице 3, приводятся основные реологические характеристики дилатантных глинистых буровых растворов в диапазоне фактических замеров их параметров при бурении из-под кондуктора глубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Таблица 3 – Реологические показатели дилатантных глинистых буровых растворов

Плотность, г / см ³	Условная вязкость, с	ДНС, дПа	ПВ, сПз	СНС, дПа (10 с / 10 мин)	n
1	2	3	4	5	6
1,12–1,14	20–25	2–40	40–50 и выше	19 / 23 – 50 / 70	1,6–1,2

Данные приведены на основе результатов лабораторных исследований данных буровых растворов, использованных на многих десятках скважин. При этом, как правило, присутствовало осложнение скважины, связанное с потерей циркуляции и временным прихватом бурильного инструмента, а после отдачи бурового раствора из окружающей породы обратно в скважину происходило освобождение бурильного инструмента. Кроме того, имели место случаи, когда при потере циркуляции на глубине 1800–1900 м (Локосовское месторождение) происходило смятие труб в виде Z. Как правило, при таких осложнениях часть ствола ликвидировали установкой цементного моста и бурили второй ствол.

Сегодня мы располагаем публикуемыми в данной статье результатами исследований явления дилатансии буровых растворов, а также приведенными в статье специалистов-геофизиков ООО «Юганскнефтегеофизика» [10] сведениями о дилатансии в горных породах, возможной в процессе бурения. Однако по мере накопления новой информации о флюидогеодинамических процессах возникает необходимость пересмотреть получившие общее признание научные гипотезы. Развитие пред-



ставлений о дилатансии связано с изменением напряженно-деформированного состояния массива горных пород и их характеристик, обусловленных производственными процессами. В определенных пределах это допустимо, но, выходя за рамки обычного моделирования, необходимо увязывать дилатансионные технологии с особенностями флюидогеодинимических систем, представляющих собой волноводы акустических и электромагнитных полей широкого диапазона осцилляций.

Многие вопросы, встающие перед производством, находят свое разрешение путем анализа [4] данных по осложнениям и авариям, произошедшим на скважинах. Результаты анализа убедительно показывают, что истоки преобразований пластовых систем находятся чаще всего вне зависимости от желобообразования и сальникообразования и имеют природу преобразования плотных прослоев пород, к которым и приурочены осложнения.

Материалы ГИС [10] содержат примеры аномального поведения горных пород при первичном и вторичном вскрытии. В процессе бурения плотные прослои выступают как интервалы сужения ствола скважины и последующей «заклинки» инструмента. При эксплуатации скважин возникают моменты, когда происходит смятие колонн. В процессе бурения скважины № 1437 на Южно-Балыкском месторождении напряженно-деформированный интервал 2433–2437 м после преобразования в результате воздействия проходки скважины стал трещиновато-поровым. В некоторый момент, расширяясь внутрь ствола скважины, он заклинивал инструмент, затем произошел «вылом» его части и образовалась каверна. Амплитуда ПС соответствует проницаемому пласту.

Аналогичное преобразование части пласта отложений Баженовской свиты при бурении наблюдается, как правило, в зоне неколлектора, когда подошва пласта характеризуется дополнительным наложением фильтрационного потенциала по ПС, что связано с активным поглощением бурового раствора. В большинстве случаев после спуска обсадной колонны и цементирования скважины процессы преобразований пластовых систем заканчиваются и не возобновляются, исключая эффект «псевдоколлектора».

В статье [10] приводятся изменения свойств горных пород (дилатансия), т.е. увеличение их объема при увеличении напряжения сдвига возникающего при техногенном воздействии скважинной жидкости. Согласно материалам данной статьи, это явление становится возможным с большой вероятностью при дилатантном буровом растворе, когда могут резко увеличиваться эффективная вязкость промывочной жидкости и давление в скважине. В результате получается синергетический эффект, когда явление дилатансии бурового раствора при его техногенном воздействии накладывается на явление дилатансии горных пород.

Характерной особенностью данной модели бурового раствора, по сравнению с моделями 2 и 3, является очень высокая пластическая вязкость, от 40 сПз и выше, а также низкое соотношение ДНС к ПВ (от 2 / 40 до 40 / 50) – см. таблицу 3. При этом ДНС с повышением скорости сдвига данного бурового раствора может расти до бесконечности, т.е. создать «пробку» и последующему гидроразрыву глинистой толщи. Поэтому специалистам по буровым растворам можно оперативно с большой достоверностью распознать дилатантную жидкость, в которую превратился буровой раствор, и принять меры по соответствующей дополнительной обработке бурового раствора реагентами-стабилизаторами его свойств, чем предупредить осложнение скважины.

В результате это явление и приводит в некоторых случаях к серьезным осложнениям скважины и нередко к необратимым процессам восстановления ствола скважины. Поэтому важной задачей при контроле параметров буровых растворов является вовремя определить по его реологическим параметрам дилатансию. При её наличии следует остановить бурение, разобраться в текущей обработке бурового раствора химреагентами согласно регламенту и принять меры по его дообработке с последующим переводом из дилатантной в псевдопластическую жидкость. При этом в настоящее время не будет стандартного технологического стандартного подхода, который может определиться только на основе накопленного опыта и понимания явлений дилатансии в буровых растворах и в горных породах. Нужны множественные дополнительные научные исследования явления дилатансии как в глинистых буровых растворах, так в горных породах и их взаимодействия.

Таким образом, дальнейшее изучение процессов дилатантного преобразования буровых растворов, приводящего к изменению свойств горных пород, способных к дилатансии (увеличению их объема при сдвиге) при техногенном воздействии, имеет важное практическое значение для предупреждения осложнений при строительстве скважин в Западной Сибири.

Литература:

1. Булатов А.И., Габузов Г.Г. Гидромеханика углубления и цементирования скважин. – М., 1992. – 368 с.
2. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
3. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Мавлютов М.Р. Гидратная полимеризация и формы проявления ее в горном деле // Горный вестник, 1998. – № 4. – С. 50–57.
4. Дедусенко Г.Я., Иванников В.И., Липкес М.И. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы. – М.: Недра, 1985. – 230 с.



5. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М. : Недра, 1972. – 392 с.
6. Шарафутдинов З.З., Шарафутдинов Р.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // Нефтегазовое дело, 2004.
7. Маковей Н. Гидравлика бурения. – М. : Недра, 1986. – 600 с.
8. Огибало П.М., Мирзаянзаде А.Х. Нестационарное движение вязко-пластичных сред. – М. : Изд-во МГУ, 1970. – 415 с.
9. Краснов К.С. Молекулы и химическая связь. – М. : Высшая шк., 1984. – 295 с.
10. Лотарев В., Зорина М., Филатова З. // ООО «Юганскнефтегеофизика». Дилатансия и аспекты преобразований пластовых систем. Технология ТЭК, август 2007 г.
11. Проводников Г.Б. Совершенствование рецептур буровых растворов для условий строительства скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 79–83.

References:

1. Bulatov A.I., Gabuzov G.G. Hydromechanics of deepening and cementing wells. – M., 1992. – 368 p.
2. Grey J.R., Darley G.S.G. Composition and properties of drilling agents (flushing fluids): transl. from English. – M. : Nedra, 1985. – 509 p.
3. Sharafutdinov Z.Z., Chegodaev F.A., Mavlyutov M.R. Hydrate polymerization and forms of its manifestation in mining // Mining Bulletin, 1998. – № 4. – С. 50–57.
4. Dedusenko G.Ya., Ivannikov V.I., Lipkes M.I. Drilling Muds with Low Content of Solid Phase. – M. : Nedra, 1985. – 230 p.
5. Kister E.G. Chemical Treatment of Drilling Muds. – M. : Nedra, 1972. – 392 p.
6. Sharafutdinov Z.Z., Sharafutdinov R.Z. Drilling solutions on the water basis and management of their rheologic parameters // Oil and Gas Business, 2004.
7. Makovey N. Drilling Hydraulics. – M. : Nedra, 1986. – 600 p.
8. Ogibalo P.M., Mirzazhanzadeh A.Kh. Unsteady motion of viscoplastic media. – Moscow State University Press, 1970. – 415 p.
9. Krasnov K.S. Molecules and Chemical Bonding. – M. : Higher School, 1984. – 295 p.
10. Lotarev V., Zorina M., Filatova Z. // Yuganskneftegeofizika Ltd. Dilatancy and aspects of reservoir systems transformations. Technology of Fuel and Energy Complex, August 2007.
11. Provodnikov G.B. Perfection of the drilling mud compounding for the well construction conditions in the oil-fields of Surgutneftegas // Oil economy. – 2002. – № 8. – P. 79–83.