

ОБОСНОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Гаджиев С.Г.¹, Евдокимов И.Н.², Елисеев Н.Ю.², Лосев А.П.^{2,3}

¹ ООО «ПетроИнжиниринг», 117630, Москва, Воронцовский парк, 3а, info@petroin.ru.

² Кафедра физики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65, physexp@gubkin.ru.

³ ООО НИИЦ «Недра-тест», 119296, Москва, Ленинский проспект, 63/2, корп. 1, info@nedratest.ru

В последние годы отечественные сервисные компании освоили и стали широко использовать на практике эмульсионные буровые растворы на углеводородной основе (далее РУО). Несмотря на наличие всех необходимых компонентов таких систем в России, несмотря на наработанный опыт эксплуатации углеводородных буровых растворов малой и средней плотности, подробная информация о физико-химических и реологических параметрах утяжеленных РУО отсутствует. Особенно важны знания о реологическом поведении утяжеленных РУО, так как на основании этой информации проводятся расчеты гидравлических потерь при промывке скважин. А вязкость и плотность утяжеленных РУО таковы, что уже несущественные изменения режима промывки, либо несущественные превышения скорости спускоподъемных операций (далее СПО) способны вызывать гидравлические разрывы пластов, нефегазоводопроявления, либо вовсе остановку прокачки из-за отсутствия достаточной гидравлической мощности.

Имея схожую ситуацию с буровым раствором EWO Drill™ компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг», нами была сформулирована цель исследования: изучить реологическое поведение утяжеленного РУО EWO Drill™ и предложить наиболее точную модель для расчета гидравлических потерь при промывке скважин.

По данным специалистов компании, сложности возникли при работах на объектах Надым-Пур-Газовской нефтегазоносной провинции для скважин с аномально высоким пластовым давлением, где необходимая плотность РУО должна достигать значений 1,4-1,5 г/см³. Важной для разработки буровых растворов особенностью геологического строения таких объектов в интервале бурения под горизонтальный хвостовик является:

- практически горизонтальное залегание пластов, что говорит о наличии острого угла между плоскостью напластования и осью скважины в горизонтальном участке;
- высокое значение коэффициента кавернозности (до 1,4), что говорит о потенциально возможных осложнениях, связанных с обрушением горной породы в

скважину, высокой вероятностью прихватов бурильного инструмента и обсадной колонны;

- аномально высокие давления в юрских продуктивных пластах (коэффициент аномальности до 1,3), вызванные активным использованием технологий поддержания пластового давления для интенсификации отборов;
- нормальный градиент пластового давления в надпродуктивных толщах кайнозойского возраста, представленных чередованием песчаников, аргиллитов и алевролитов.

В таких условиях при проектировании системы бурового раствора важное внимание должно быть уделено предотвращению поглощений бурового раствора надпродуктивными кайнозойскими горными породами, предотвращению осложнений, связанных с дифференциальными прихватами бурильного инструмента и обсадных колонн, с возможными проявлениями при СПО.

Не смотря на недостатки, связанные со стоимостью раствора и мерами безопасности при обращении с ним, в целом применение РУО на таких объектах позволило снизить аварийность и сократить сроки строительства скважин. В то же время, при проводке горизонтальных скважин с большой протяженностью ствола возникли новые проблемы, связанные с особенностями промывки скважины утяжеленными и, следовательно, высоковязкими буровыми растворами.

Для экспериментального изучения был взят буровой раствор компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» с торговым наименованием EWO Drill™. Для технологов буровой и сервисных инженеров по буровым растворам, применяющим этот буровой раствор более 4 лет, актуальной является задача управляемого снижения гидравлических потерь в циркуляционной системе скважины. Задача может быть решена лишь после детального изучения реологического поведения бурового раствора и проведения адекватных установленной реологической модели расчетов потерь давления.

По данным сервисной компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг», общие сведения о буровом растворе EWO Drill™ следующие. EWO Drill™ представляет собой обратную эмульсию водного раствора солей в минеральном масле. В зависимости от требуемых плотности и вязкости бурового раствора, при приготовлении могут использоваться различные соли и типы масел. Экологичность раствора обеспечивается использованием чистых синтетических масел, не содержащих ароматических соединений.

Разработанная в ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» программная рецептура бурового раствора представлена минеральным маслом (70-80 % об.), водным раствором хлорида кальция (20-30% об.), органофильным глинопрошком EWO Gel, первичным эмульгатором обратной эмульсии EWO Mul, известью для регулирования pH водной фазы и управления эмульгируемостью, модификатором вязкости EWO Mod, понизителем фильтрации EWO Block (при необходимости), маслосмачивающим агентом для кондиционирования раствора EWO Wet (при необходимости) и баритом для создания необходимой плотности. Содержание мраморной крошки определяется с использованием программного продукта MarCS Engineer® (ООО НИИЦ «Недра-тест», Москва).

В лабораторных условиях в целом придерживались заданного регламентом на буровой раствор порядка приготовления раствора. Последовательность ввода реагентов не изменялась. Эмульгирование проводили в стальных стаканах с использованием высокооборотной мешалки (10000–27 000 об/мин) Hamilton Beach HMD-400. Усреднение раствора после ввода всех компонентов проводили на верхнеприводной мешалке пропеллерного типа Daihan Scientific HS-100D при скорости вращения вала 2000 об/мин. Приготовленные растворы в лаборатории хранили в плотно закрытой таре, без контакта с воздухом. Общее время хранения каждой порции приготовленного раствора не превышало одной недели. За время хранения не наблюдали расслаивание эмульсии, каких-либо изменений цвета и запаха. Измерения характеристик бурового раствора проводили через сутки после приготовления. Термообработку бурового раствора проводили в специализированных ячейках высокого давления из нержавеющей сталей. Герметичные ячейки с буровым раствором помещали в вальцовую печь OFITE, где ячейки вращались при заданной в эксперименте температуре в течение 16 часов. По окончании термообработки ячейки вынимали из печи, устанавливали вертикально на поверхности стола, на воздухе. Остывание ячеек происходило естественным образом в среднем за 2-4 ч до комнатной температуры (порядка 24-26°C). После открывания ячеек визуально оценивали расслаивание эмульсии, наличие осадка барита на дне ячейки. Убедившись в визуальной однородности эмульсии, проводили перемешивание на верхнеприводной мешалке и измерения параметров бурового раствора по методикам ISO 10414-2 [7].

В ходе многочисленных экспериментов была отработана седиментационно стабильная рецептура, устраивающая заказчика по всем физико-химическим параметрам (табл. 1). Результаты определения параметров раствора EWO Drill™ по указанной рецептуре приведены в табл. 2. Как видно из полученных экспериментальных данных, удалось добиться невысоких значений вязкости, при этом снижение вязкости с ростом

температуры оказывается несущественным, что при бурении будет проявляться в однородности реологического поведения раствора по стволу скважины. Однородность раствора важна с технологической точки зрения, так как только при наличии однородности свойств технологи могут надежно прогнозировать режимы промывки, гидравлические потери и другие параметры скважины по результатам замеров исключительно поверхностных охлажденных проб бурового раствора. Показатель фильтрации рецептуры низкий. Напряжения пробоя, характеризующие стабильность созданной эмульсии, высоки и в необработанном растворе превышают 1000 В. Вязкость при низких скоростях сдвига растворов достаточно высока для обеспечения нормального выноса шлама.

Таблица 1. Рецепт борового раствора EWO Drill™

<i>Наименование реагента</i>	<i>Концентрация, кг/м³</i>	<i>Назначение реагента</i>
EWO Base (масло)	70%	дисперсионная среда
Ewo Gel (оранофильный бентонит)	10	загуститель, стабилизатор эмульсии
Ewo Mul (смесь жирных кислот)	30	эмульгатор
CaO (известь)	15	регулятор pH водной фазы
Водный раствор CaCl ₂ (133 г/л)	30%	дисперсная фаза
Барит	700	регулятор плотности
МГД-2 (мел)	27	кольматант
МК-40 (мраморная крошка)	63	кольматант
Ewo Mod (смесь ПАВ)	5	регулятор вязкости

В соответствии с порядком работ на месторождении, рецептура EWO Drill™ по табл. 1 была направлена на проверочные испытания в лаборатории ООО «Ноябрьскнефтегазпроект». Независимые работы по приготовлению раствора и измерению его параметров подтвердили полученные нами значения. Тем самым, рецептура бурового раствора была одобрена для использования [1].

Таблица 2. Результаты измерений физико-химических свойств бурового раствора EWO Drill™, рецептура по табл. 1.

Условия хранения	Сутки, комнатная температура		Сутки, комнатная температура, затем 16 ч в роллерной печи при 90°C	
	50°C	90°C	50°C	90°C
Плотность, г/см ³	1,45		1,45	
Температура измерения	50°C	90°C	50°C	90°C
Каж.вязкость, мПа*с	65	46,5	55	37,5
Пл.вязкость, мПа*с	44	31	39	21
ДНС, фунт/100фут ²	42	31	32	33
Прочность геля 10 с, фунт/100фут ²	24	22	20	19
Прочность геля 10 мин, фунт/100фут ²	32	24	28	24
ВНСС 1 мин, мПа*с	40000	31400	35600	18872
ВНСС 2 мин, мПа*с	59000	30800	38400	21495
ВНСС 3 мин, мПа*с	59000	30800	38200	20532
Напряжение пробоя, В	1064	960	981	768
	1014	925	752	539
	1000	985	700	495
НРНТ фильтрация (включая струйные потери), см ³ /30 мин 500 psi, 85°C, на бумаге	1,4		1,6	

Измерение ВНСС: Brookfield DV-II+, 0,3 об/мин, шпиндель LV6 (S66).

С целью выяснения наиболее близкой буровому раствору EWO Drill™ реологической модели были проведены измерения кривых течения. Для того, чтобы результаты измерений могли быть в последствии использованы на месторождении, измерения проводили на аналогичном полевому цифровом вискозиметре OFITE 900, калиброванном и поверенном в ФГУП «Ростест – Москва». Такой вискозиметр имеет идентичную полевым приборам геометрию измерительного устройства, но при этом позволяет задать любую необходимую скорость сдвига. Измерения проводили в условиях термостатирования при 50°C, в соответствии с рекомендациями стандарта ISO 10414-2.

На рис. 1 представлена подробная реологическая кривая бурового раствора EWO Drill™, измеренная с шагом по скорости сдвига 1,7 с⁻¹ при низких скоростях сдвига, и с шагом 25 с⁻¹ в остальном диапазоне. Кривая течения гладкая, не имеет сбросов, что может свидетельствовать о приемлемых условиях измерения (отсутствии явного

проскальзывания или расслоения потока). Заметно, что экспериментальные данные отсекают отрезок на оси напряжения сдвига, следовательно раствор обладает псевдопластическими свойствами. Для определения наиболее подходящей реологической модели экспериментальные данные были аппроксимированы методом наименьших квадратов линиями по уравнениям Оствальда, Гершеля-Балкли и Шведова-Бингама [3-4]. Аппроксимацию проводили с использованием программного продукта EasyPlot™ (МТУ, США). Целиком кривая течения достаточно хорошо описывается всеми тремя моделями – коэффициент множественной регрессии для всех моделей более 0,99. Тем не менее, с учетом явного наличия динамического напряжения сдвига и максимального коэффициента множественной регрессии 1,00, наилучшей моделью для описания реологического поведения буровых растворов EWO Drill™ следовало бы считать степенную модель с начальным напряжением сдвига – модель Гершеля-Балкли.

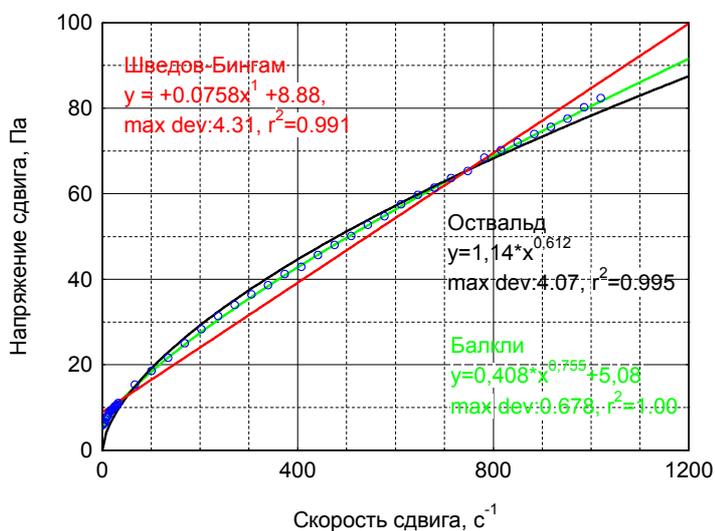


Рисунок 1 – Полная подробная реологическая кривая бурового раствора: синие кружки – экспериментальные данные, черная линия – аппроксимация по модели Оствальда, зеленая линия – аппроксимация по модели Гершеля-Балкли, красная линия – аппроксимация по модели Шведова-Бингама.

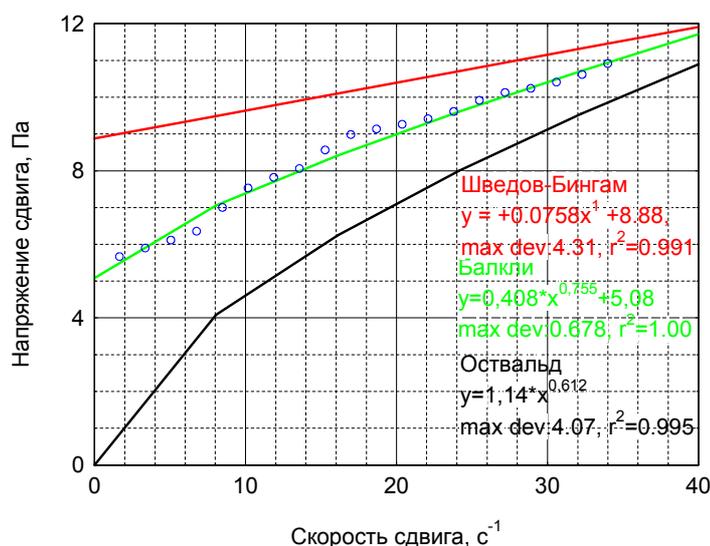


Рисунок 2 – Полная подробная реологическая кривая модельного бурового раствора: увеличен масштаб в области низких скоростей сдвига. Заметно существенное отличие ДНС, определенных из модели Шведова-Бингама (8,88 Па) и Балкли (5,08 Па). Очевидна невозможность использования в расчетах степенной модели Оствальда с нулевым начальным напряжением.

В практике инженерных расчетов принято пользоваться степенной моделью и моделью Шведова-Бингама, поскольку для модели Гершеля-Балкли отсутствуют аналитические зависимости для потерь давления и перехода режимов течения. Из рис. 5.3 и аппроксимаций можно было бы сделать вывод о допустимости использования модели Шведова-Бингама для расчетов. Однако при более детальном изучении участка средних и низких скоростей сдвига, менее 40 с^{-1} , (см. рис. 2) очевидно существенное отклонение модели Шведова-Бингама от реальной кривой течения.

Таким образом, по результатам измерения подробной кривой течения бурового раствора EWO Drill™, установлено, что лучшей реологической моделью для него является модель Гершеля-Балкли. Однако потери давления в скважине с использованием такой модели рассчитать достаточно проблематично. *Американский стандарт API 13-D дает прямые указания на невозможность таких расчетов и предлагает использовать упрощенные полуэмпирические формулы с неуказанными границами применимости [2].* В ряде работ задача решается методами численного математического моделирования в конечных разностях с использованием сеточных функций, что трудно осуществить в буровой практике ввиду сложности и большой продолжительности вычислений даже на современных ЭВМ [3-5]. Подробнее, полный комплекс моделирования необходимо проводить в каждом поперечном сечении скважины, число которых в современных

программных продуктах может достигать 10000 и более. С учетом отсутствия возможности проведения расчетов по модели Гершеля-Балкли, нами были продолжены измерения и анализ данных.

Прежде всего, была поставлена задача сравнить аппроксимации подробной кривой течения с аппроксимациями того ограниченного набора данных, которые способны получить полевые инженеры непосредственно на буровой. Как правило, стандартные полевые лаборатории буровых растворов оснащаются простыми и надежными 6-скоростными вискозиметрами типа Fann 35 (США), Haitongda ZNN-D6 (КНР) или 8-скоростными вискозиметрами OFITE 800 (США). Таким образом, в условиях месторождения судить о реологическом поведении могут лишь по 6 (8) точкам данных, измеренным при разных скоростях сдвига.

Измерения кривой течения, проведенные при стандартных скоростях полевого вискозиметра, показаны на рис. 3. Как видно по коэффициентам множественной регрессии, экспериментальная зависимость хорошо описывается моделями Оствальда и Гершеля-Балкли. Модель Шведова-Бингама на всю кривую ложится плохо, а аппроксимация разных участков дает существенное отличие параметров модели: пластической вязкости и динамического напряжения сдвига (далее ДНС). Для демонстрации отличия параметров модели Шведова-Бингама при высоких и низких скоростях сдвига, график увеличен на вставке. Как видно из уравнений аппроксимационных линий, при стандартном определении значение ДНС раствора составляет 177 дПа, тогда как при использовании данных для низких скоростей сдвига $\text{ДНС}_{\text{НСС}}=46,8$ дПа.

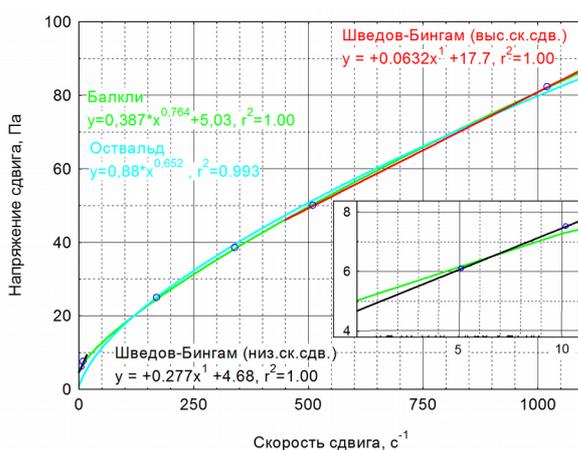


Рисунок 3 – Кривая течения бурового раствора, полученная по полевой методике ISO 10414-2. Синие кружки – экспериментальные данные. На вставке увеличен масштаб в области низких скоростей сдвига. При экстраполяции данных в области низких скоростей

сдвига моделью Шведова-Бингама (с использованием показаний, снятых при 3 и 6 об/мин), $\text{ДНС}_{\text{НСС}}$ отличается от ДНС по Балкли на незначительную величину

Однако существенным на рис. 3 является не очевидное отличие ДНС по Шведову-Бингаму для разных участков кривой течения, а близость значений $\text{ДНС}_{\text{НСС}}$ по Шведову-Бингаму и ДНС по Гершелю-Балкли: 46,8 дПа и 50,3 дПа соответственно. Близость этих значений дает повод предположить возможность использования модели Шведова-Бингама для гидравлических расчетов, но не в виде одной аппроксимации для всего диапазона скоростей сдвига, а в виде нескольких интерполяционных зависимостей, построенных между точками данных отдельно для каждого диапазона скоростей сдвига.

Сделанное допущение может быть оспорено двумя обстоятельствами: несовпадением лабораторного эксперимента кривым течения реальных буровых растворов; и в том случае, если различия ДНС существенно больше погрешности измерений – то есть являются значимыми.

Для проверки первого обстоятельства были отобраны пробы бурового раствора EWO Drill™ непосредственно из бурящейся скважины. Измерения кривой течения были проведены непосредственно на буровой с использованием полевого вискозиметра Fann 35 и электрической термостатирующей рубашки. Результаты измерений представлены на рис. 4.

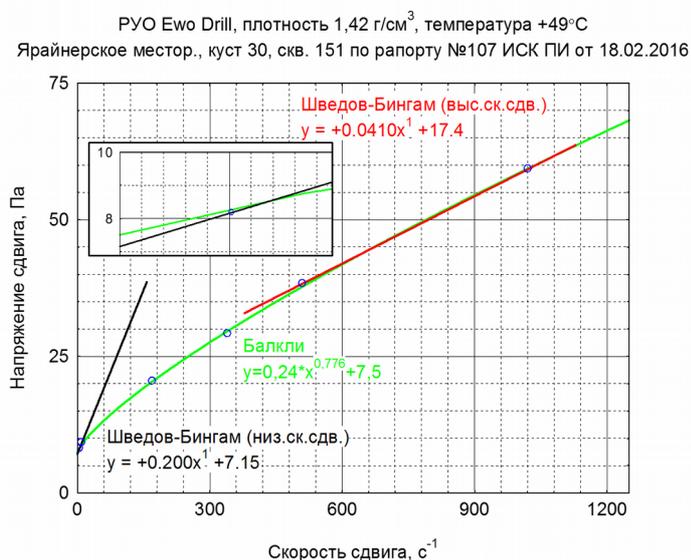


Рисунок 4 – Полная реологическая кривая бурового раствора EWO Drill, плотность 1,42 г/см³, температура +49°С, скв. 151, к. 30 Ярайнерского месторождения, полученная по полевой методике ISO 10414-2. При экстраполяции данных в области низких скоростей

сдвига моделью Шведова-Бингама (с использованием показаний, снятых при 3 и 6 об/мин), $\text{ДНС}_{\text{НСС}}$ отличается от ДНС по Гершелю-Балкли на незначительную величину

Как видно из рисунка, кривая течения реально используемого бурового раствора, отобранного от устья скважины, очень похожа на кривые течения, полученные для модельного бурового раствора. Наилучшей моделью также является зависимость Гершеля-Балкли, использовать модель Шведова-Бингама для всего диапазона скоростей невозможно, в области низких скоростей сдвига модель Гершеля-Балкли достаточно близка с моделью Шведова-Бингама, построенной по 2 точкам при низких скоростях сдвига.

Таким образом, вид кривой течения реального используемого на месторождении бурового раствора совпадает с полученным в лабораторных условиях. Из вставки на рис. 4 видно, что при низких скоростях сдвига аппроксимации Гершеля-Балкли и Шведова-Бингама близки, также близки и параметры моделей $\text{ДНС}_{\text{НСС}}$ и ДНС по Гершелю-Балкли, равные 71,5 дПа и 75,0 дПа соответственно.

Что касается второго обстоятельства, анализ погрешности измерений и различий ДНС по разным моделям приведен в табл. 3. Приборная погрешность рассчитана по паспортным данным вискозиметра. По паспорту, погрешность измерения составляет 1,5 градуса шкалы. Неопределенность результата, согласно [6], равно 1,8 градуса шкалы. Для стандартной пружины №1 отклонение шкалы на 1 градус соответствует напряжению сдвига на шпинделе 5,11 дПа, что дает приборную погрешность 8 дПа и неопределенность 9 дПа. В свою очередь, разница между ДНС моделей Шведова-Бингама для низких скоростей сдвига и по уравнению Гершеля-Балкли составляет 3,0 и 3,5 дПа для модельного и реального буровых растворов соответственно. Разница ДНС оказалась более чем вдвое меньше приборной погрешности. Таким образом, второе спорное обстоятельство также можно считать неподтвержденным.

Таблица 3 - Динамическое напряжение сдвига, дПа

Модель/*параметр	Модельный раствор EWO Drill, +50°C, подробная реологическая кривая	Модельный раствор EWO Drill, +50°C	Буровой раствор EWO Drill, 1,42 г/см ³ , +49°C, скв. 151, к. 30 Ярайнерского месторождения
1	2	3	4
Шведов-Бингам, высокие скорости сдвига (по ISO 10414-2, т.е. по 300 и 600 об/мин)	88,8	177	174
Шведов-Бингам, низкие скорости сдвига (т.н. ДНС _{НСС} , т.е. по 3 и 6 об/мин)		47	71,5
Гершель-Балкли	50,8	50	75,0
*Разность ДНС _{НСС} и ДНС по Гершелю-Балкли	-	3	3,5
*Приборная погрешность вискозиметров Fann 35, OFITE 800 (неопределенность)	±8 (9)	±8(9)	±8(9)

Тем самым, на примере утяжеленного бурового раствора на углеводородной основе EWO Drill™ доказана возможность использования поинтервальной интерполяции полевых экспериментальных данных моделью Шведова-Бингама для проведения расчетов потерь давления при промывке скважины. Показано, что точность расчетов от такой замены не снижается.

Основные выводы по проведенной работе можно сделать следующие. При анализе полной реологической кривой бурового раствора на углеводородной основе с мелким шагом по скоростям сдвига наиболее точно реологическое поведение описывает трехпараметрическая модель Гершеля-Балкли.

По полевым данным, при отсутствии вискозиметров с произвольно регулируемой скоростью сдвига, значимость моделей Гершеля-Балкли и Шведова-Бингама одинакова. Точнее, при проведении расчетов параметров модели по двум точкам данных (300 и 600 об/мин), параметр значимости модели не имеет смысла.

Пользуясь измерениями со стандартных полевых вискозиметров, оказывается возможным и значимым поинтервальное использование модели Шведова-Бингама как набора интерполяционных зависимостей для каждого диапазона скоростей сдвига.

Таким образом, при проведении гидравлических расчетов потерь давления в скважинах с утяжеленными эмульсионными растворами на углеводородной основе с равной значимостью допустимо использовать модели:

- 1) Гершеля-Балкли с параметрами: ДНС, консистенция и показатель нелинейности – для численного моделирования в конечных разностях с использованием сеточных функций на специализированных высокопроизводительных вычислительных комплексах;
- 2) поинтервально, для каждого диапазона скоростей сдвига, отдельную интерполяцию Шведова-Бингама – для инженерных расчетов по принятым в отрасли расчетным схемам.

Отметим, что полученные выводы были использованы в вычислительных алгоритмах инженерного программного продукта DiPC Engineer® (ООО НИИЦ «Недра-тест», Москва). Расчеты гидравлических потерь по измененному алгоритму дали хорошую сходимость с реально измеряемыми давлениями при промывке скважин утяжеленным РУО.

Авторы выражают надежду, что проведенное исследование будет полезно инженерам и сотрудникам проектных организаций при работе *с импортными полевыми инженерными программными продуктами, ошибочно заявляющими возможность проведения расчетов с использованием реологической модели Гершеля-Балкли.*

Литература

1. Отчет по выполнению лабораторных испытаний системы бурового раствора на углеводородной основе EWO Drill плотностью 1,45 г/см³ компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» согласно представленной компанией рецептуре. – Ноябрьск: ООО «Ноябрьскнефтегазпроект», 2013. – 9 с.
2. API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. American Petroleum Institute. 6th Edition, May 1, 2010. P. 94.

3. Булатов А.И. Системный анализ исследований течения вязко-пластичных жидкостей – глинистых и цементных растворов (ч. 1) // Бурение и нефть. 2016. №3. С. 18-23.
4. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Часть 1. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра-Бизнесцентр. 416 с.
5. Зубович С.О. Анализ математической модели симметричного течения тяжелой вязкопластической среды Гершеля-Балкли в зазоре вращающихся валков // Известия Волгоградского государственного технического университета: межвуз. сб. науч. ст. № 1 (61). – Волгоград: ВолгГТУ, 2010. – 148 с. – (Сер. Реология, процессы и аппараты химической технологии. Вып. 3).
6. Бойков Е.В., Гуськов П.О., Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Могильниченко М.А., Савельева Я.Л., Фесан А.А. Оценка неопределенности результатов измерений в лаборатории буровых растворов в соответствии со стандартом ГОСТ Р 54500: Материалы XX Международной научно-практической конференции (7-10 июня 2016 г.)/ Полицелл, Спецбурматериалы, Нац.буров.сервис. – Владимир: Аркаим, 2016. – 172 с. С. 72-81.
7. ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011). Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промышленных условиях. – М.: Стандартинформ, 2016. – 130 с.

ОБОСНОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Гаджиев С.Г.¹, Евдокимов И.Н.², Елисеев Н.Ю.², Лосев А.П.^{2,3}

¹ООО «ПетроИнжиниринг», 117630, Москва, Воронцовский парк, 3а, info@petroin.ru. ²Кафедра физики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65, physexp@gubkin.ru.

³ООО НИИЦ «Недра-тест», 119296, Москва, Ленинский проспект, 63/2, корп. 1, info@nedratest.ru

Аннотация

На примере утяжеленного бурового раствора на углеводородной основе EWO Drill экспериментально обоснована допустимость поинтервального использования реологической модели Шведова-Бингама при проведении расчетов потерь давления буровых растворов, реологическое поведение которых описывается уравнением Гершеля-Балкли.

Ключевые слова: буровой раствор на углеводородной основе, реология, кривая течения, модель Шведова-Бингама, потери давления

Reasoning rheological model of heavy oil-based drilling fluids for hydraulic calculations

Gadjiev S.G.¹, Evdokimov I.N.², Eliseev N.Yu.², Losev A.P.^{2,3}

¹ LLC PetroEngineering, 117630, Moscow, Vorontsovsky park, 3a, info@petroin.ru. ² Department of Physics, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 119991, Moscow, Leninsky prospekt, 65, physexp@gubkin.ru.

³ LLC RTE Nedra-Test, 119296, Moscow, Leninsky prospekt, 63/2, build. 1, info@nedratest.ru

Abstract

Based on experimental data for heavy oil-base drilling fluid EWO Drill it was shown that interval approximation with Shvedov-Bingham rheological model is an acceptable and valid way to calculate pressure losses for drilling fluids really described with Herschel-Bulkley equation.

Key words: oil-based drilling fluid, rheology, flow curve, Shvedov-Bingham model, pressure loss