

Г.А. КУДАЙКУЛОВА, И.М. БЕРДИБАЕВ, Б.А.АЙТУГУЛОВА

ВЛИЯНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОЧИСТКИ СКВАЖИНЫ

(Представлена академиком НАН РК Б. Р. Ракишевым)

Показано, что реологические свойства буровых растворов оказывают большое влияние на вынос выбуренной породы на поверхность. Для описания поведения разработанных авторами буровых растворов использована классическая модель Гершеля-Балкли. Показано, что для очистки скважины лучше всего подходит буровой раствор с преимущественно структурной вязкостью, т.е. с высоким отношением ПДНС к P_v .

В процессе строительства скважин буровые растворы должны предотвращать возможные технологические осложнения в процессе бурения, минимизировать загрязнение пласта компонентами бурового раствора, обеспечить максимально полный вынос выбуренной породы и обеспечить достижение наивысших технико – экономических показателей.

Значительную роль в решении данных проблем играет гидравлическая программа промывки скважин, которая реализуется путем регулирования реологических показателей буровых растворов.

Реологические свойства буровых растворов оказывают значительное влияние на вынос выбуренной породы на дневную поверхность, создание

гидродинамического давления в скважине. Основным фактором, определяющим эффективность выноса шлама, является соотношение пластической вязкости бурового раствора с динамическим сопротивлением сдвига в процессе течения. Гидродинамическое давление, в свою очередь, определяет возможность возникновения осложнений в процессе строительства скважин: проявление или поглощение бурового раствора, гидроразрыв горных пород, а также загрязнение пласта [1–3]. Поэтому возникает задача управления реологическими характеристиками буровых растворов в скважине. Исследованию и описанию реологических свойств с помощью реологических моделей буровых растворов посвящено значительное количество исследований, как в СНГ, так и за рубежом [1, 2, 4–7].

Все существующие реологические модели отражают идеальное поведение реальных тел. Из моделей, полученных экспериментальным или полуэмпирическим путем, буровиков интересуют только те, которые применимы для жидкостей, обладающих неньютоновским поведением.

Для описания поведения буровых растворов с низким содержанием твердой фазы, обработанных полимерными реагентами, (разработанных нами и рассмотренных в настоящей работе), пользуются моделью Гершеля–Балкли, которая была получена сочетанием вязкопластичной модели Бингама с моделью Оствальда–де Ваале.

Вязкопластичная модель Бингама описывает вещества, которые имеют предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС) (ниже которого вещества не деформируются, а выше – текут подобно вязким жидкостям). У этой модели два реологических параметра – ПДНС (ϕ_0) и пластическая вязкость (z_p):

$$\phi = \phi_0 + z_p \varepsilon. \quad (1)$$

В модели Оствальда – де Ваале два реологических параметра – экспериментальные константы K и N : K – показатель консистенции и N – показатель нелинейности:

$$\phi = K \varepsilon^N. \quad (2)$$

Из сопоставления этого уравнения с законом Ньютона можно вычислить кажущуюся вязкость:

$$z = K \varepsilon^{N-1}. \quad (3)$$

Поскольку у разработанных нами буровых растворов $N < 1$, что указывает на степень неньютоновского поведения жидкости, то $z = K$.

Таким образом, модель Гершеля–Балкли будет выглядеть следующим образом:

$$\phi = \phi_0 + K \varepsilon^N. \quad (4)$$

Исследования процессов, происходящих при промывке скважины, опыт их строительства показывает, что в качестве буровых растворов, наиболее целесообразно использовать псевдопластические жидкости, обладающие величиной показателя нелинейности $N < 0,3$ [1, 2, 6]. Подобные жидкости обеспечивают эффективную очистку ствола скважины от выбуренной породы и минимально возможные потери давления в скважине.

К сожалению, до сих пор не разработаны положения по управлению показателем нелинейности у буровых растворов. Это обусловлено тем, что изучение свойств буровых растворов и их аналитическое описание в процессе движения осуществляют с позиции классической механики сплошных сред [2, 8]. При этом не учитывается, что буровой раствор является сплошной средой лишь в состоянии покоя, свойства которой определяются свойствами связей в ней.

Мы предлагаем рассматривать буровой раствор как дискретную систему, состоящую из дискретной дисперсионной среды и дисперской фазы. Показатель нелинейности N будет зависеть от способности водородных связей образовывать новые связи в растворе и является показателем, оценивающим ее внутреннюю сплошность, а показатель консистенции K – величину прочности водородных связей. В соответствии с этим для псевдопластической жидкости будет справедливо, что чем больше величина N , тем более дискретен раствор, а чем больше K , тем большей прочностью обладают водородные связи в объеме раствора.

Из практики бурения известно, что при обладании буровым раствором величиной $N < 0,3$ он сохраняет сплошность своей структуры, а при значениях $N > 0,3$ затраты энергии на преодоление внутреннего сопротивления жидкости резко увеличиваются. Это свидетельствует о большей дискретности бурового раствора и быстром разрушении связей в его структуре.

Исследование реологических параметров разработанных нами буровых растворов производилось с помощью FANN – вискозиметра, модель 35 SA (США) и ВЧН-3 (Россия).

Консистенция (K) и показатель нелинейности (N) были рассчитаны по формулам [2]:

$$K = \phi_{300} / \varepsilon_{300}^n = \eta_{300} 0.511 / 511^n, \quad (5)$$

$$N = 3.32 \lg \eta_{600} / \eta_{300}. \quad (6)$$

Из литературных данных [1, 2, 6] следует, что для очистки скважины лучше всего подходит буровой раствор с преимущественно структурной вязкостью, т.е. с высоким отношением ПДНС к P_v . Такой раствор при сдвиге становится более текучим, поэтому его эффективная вязкость будет возрастать в интервалах по-

вышенного диаметра, где скорости раствора низкие, и снижаться в интервалах номинального диаметра, где скорости высокие. Эти растворы обеспечивают эффективную очистку от выбуренной породы и минимально возможные потери давления в скважине.

На рис. 1 представлены реограммы разработанных нами различных буровых растворов. Реограммы свидетельствуют о том, что они не являются идеальными вязкопластичными жидкостями, поскольку напряжение сдвига при нулевом сдвиге выше показаний вискозиметра при низких скоростях вращения.

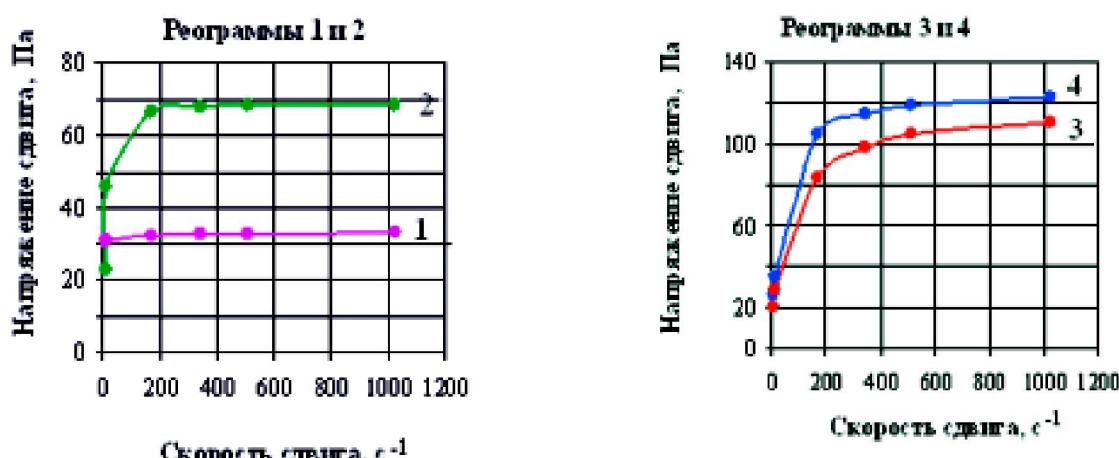


Рис. 1. Реограммы различных буровых растворов: 1 – глинистый раствор (ГР); 2 – ГР + 0,04 % СОП; 3 – ГР + 0,04 % Polyfor 30; 4 – ГР + 0,04 % СОП + 0,04 % Polyfor 30

В табл. 1 приведены реологические параметры растворов, обработанных различными реагентами. Полученные результаты показывают, что на величину N оказывают влияние состав, концентрация и природа реагентов.

Акриловые соединения обеспечивают буровым растворам низкие величины N. Как видно из табл. 1, реагенты СОП, Polyfor 30, Антизоль 100 и FL 30000, EZ MUD, Barazan и Modivis имеют небольшие значения показателя нелинейности, а другие реагенты (Polycol 60S, Polycol 60SM, Polyfor 50) достигают больших значений N (0,34–0,61) при увеличении их концентрации выше 0,1 %. Это приводит к разрушению структуры исходного раствора и обеспечению его дискретности.

Теоретически такое различие в поведении изученных реагентов можно объяснить следующим. Упрочнение воды в окружении растворенного реагента приводит к его дискретности после механического разрушения структуры

раствора вследствие больших различий в прочности связи в гидратной оболочке реагента и в объеме раствора. Гидратированные соединения в процессе движения жидкости будут представлять собой отдельную фазу, аналогичную твердой фазе раствора. Такой раствор более похож на вязкопластичную жидкость и обладает $N > 0,3$. Подобным образом проявили себя реагенты с увеличенной концентрацией в растворе.

Другой вариант, когда прочность водородных связей в объеме раствора распределена равномерно и в целом возрастает не на столь значительную величину. Это ведет к недостаточной жесткости и повышенной пластичности связей. В соответствии с этим раствор в процессе механического движения не нарушает своей микроструктуры за счет быстрого восстановления разрушенных связей. Такие реагенты придают раствору свойства псевдопластичных жидкостей. Подобным образом проявили себя структуро-

Таблица 1. Реологические параметры буровых растворов

№ п/п	Состав раствора (гл. р-р + полимер)	Пласт. вяз-ть, мПа·с	ПДНС, ϕ_0 , Па	Консистенция К, Па·с	Показ. нелин-ти N
1	Гл. р-р (Таганская глина 5 % + H ₂ O)	1,0	30,2	28,51	0,022
2	гл. р-р + 0,03 % СОП	0,5	53,39	37,1	0,006
3	гл. р-р + 0,04 % СОП	0,0	64,17	68,47	0
4	гл. р-р + 0,05 % СОП	2,0	56,5	53,14	0,023
5	гл. р-р + 0,03 % Polyfor 30	6,0		75,96	0,063
6	гл. р-р + 0,04 % Polyfor 30	7,5	100,6	88,2	0,048
7	гл. р-р + 0,05 % Polyfor 30	8,5	129,54	111,86	0,038
8	гл. р-р + 0,06 % Polyfor 30	17,0	115,65	63,28	0,122
9	гл. р-р + 0,07 % Polyfor 30	23,0	115,89	58,5	0,137
10	гл. р-р + 0,1 % Polycol 60S	6,0	28,7	9,33	0,22
11	гл. р-р + 0,3 % Polycol 60S	8,0	16,3	5,35	0,30
12	гл. р-р + 0,5 % Polycol 60S	8,5	22,5	3,92	0,34
13	гл. р-р + 0,7 % Polycol 60S	13,0	16,7	1,08	0,53
14	гл. р-р + 0,1 % Pol. 60SM	6,5	29,2	9,00	0,23
15	гл. р-р + 0,3 % Pol.60SM	9,0	18,7	4,11	0,34
16	гл. р-р + 0,5 % Pol.60SM	10,0	22,03	3,57	0,38
17	гл. р-р + 0,7 % Pol.60SM	15,0	12,93	0,65	0,61
18	гл. р-р + 0,1 % Polyfor 50	3,5	28,3	17,03	0,13
19	гл. р-р + 0,2 % Polyfor 50	7,0	26,3	6,24	0,28
20	гл. р-р + 0,3 % Polyfor 50	7,5	27,3	6,84	0,27
21	гл. р-р + 0,5 % Polyfor 50	9,5	22,03	3,30	0,37
22	гл. р-р + 0,04% Антизоль100	1,9	31,1	12,48	0,18
23	гл. р-р + 0,04 % Ант.FL30000	4,8	35,9	23,36	0,09
24	гл. р-р + 0,04 % EZ MUD	6,0	31,6	10,76	0,21
25	гл. р-р + 0,04 % Barazan	7,0	34,5	19,35	0,12
26	гл. р-р + 0,04 % Modivis	3,5	34,9	19,35	0,12

образователи Антизоль 100 и FL 30000, EZ MUD, Barazan и Modivis.

Полученный результат свидетельствует о том, что прочность структуры бурового раствора и скорость ее формирования зависит от механического фактора, а именно от размера ассоциатов в объеме бурового раствора.

Это обусловлено следующим. ВМС, вследствие своего размера, вносят более равномерные изменения в структуру воды по сравнению со своими низкомолекулярными аналогами и соответственно обеспечивают более равномерное распределение прочности водородных связей в объеме раствора. Прочность единичной связи реагента с молекулами воды равна как для ВМС, так и для НМС, но число единичных контактов у ВМС много выше, чем у НМС. Поэтому прочность жидкости на разрушение структуры раствора выше, также как и скорость образования единичных контактов, по сравнению с их низкомолекулярными аналогами. На рис. 2 в качестве примера показано изменение показателя N для различных полимеров и сочетаний полимеров.

Для получения буровых растворов, являющихся псевдопластической жидкостью с величиной N < 0,3 представляло интерес найти сочетания реагентов, способных обеспечить равномерное распределение прочности водородных связей в структуре воды бурового раствора.

С этой целью нами были разработаны рецептуры буровых растворов, содержащих взаимосовместимые реагенты, позволяющие управлять прочностью водородных связей в объеме раствора. Растворы приготовлены на основе Таганской глины. Результаты экспериментальных работ приведены в табл. 2.

Механизм действия бинарной композиции реагентов таков. При введении композиции реагентов в глинистую суспензию одни реагенты будут создавать первоначальную сетку на основе водородных связей, задавать тем самым структуру раствора, другие же за счет своей гидратации будут ее перераспределять между собой, с одновременным выравниванием прочности водородных связей по объему раствора. Поэтому, например, сочетание в буровом растворе

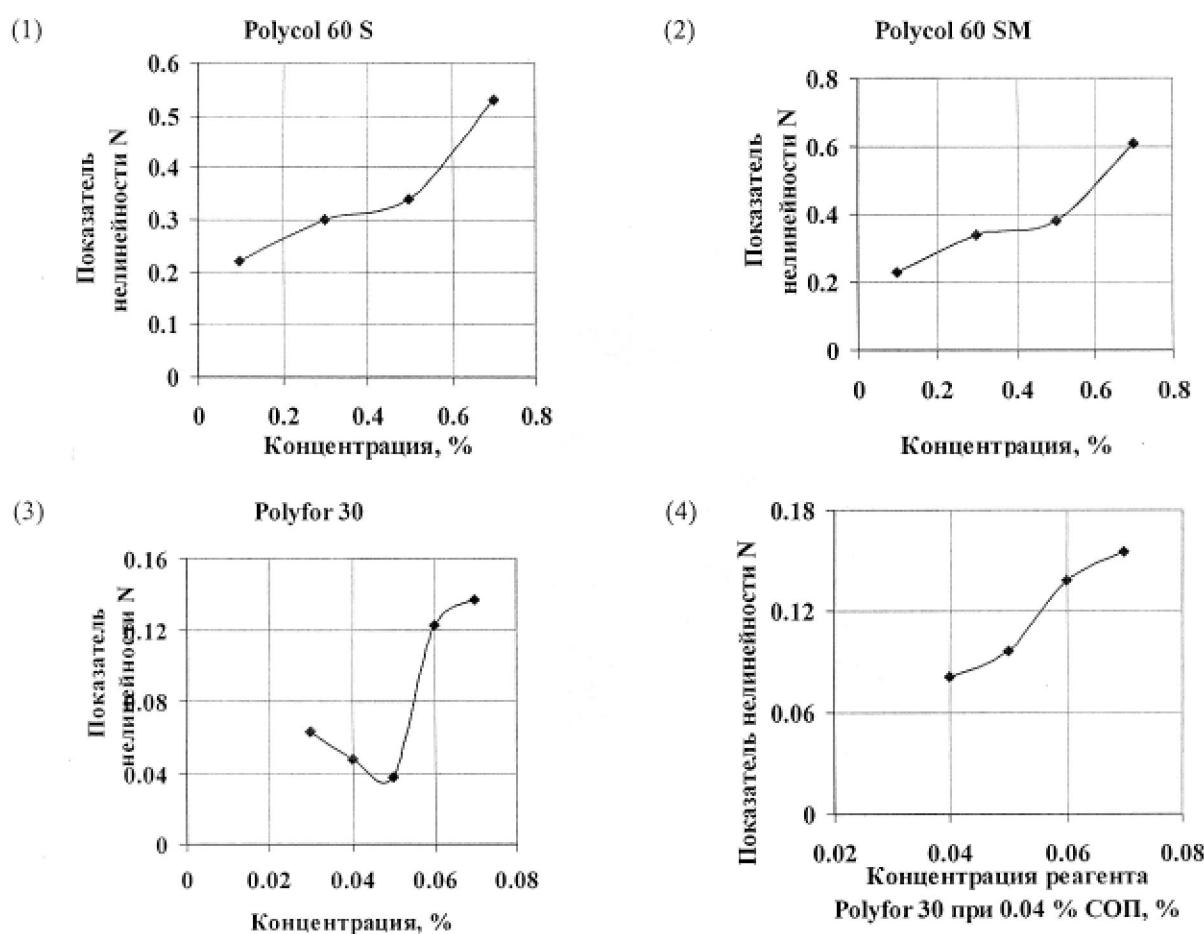


Рис. 2. Зависимость показателя нелинейности от концентрации реагентов (1–3) и композиции реагентов (4)

Таблица 2. Влияние бинарной композиции реагентов на реологические параметры буровых растворов

№ п/п	Состав раствора (гл. р-р + полимер + полимер)	Пласт. вяз-ть, мПа·с	ПДНС, ϕ_0 , Па	Консистенция K, Па·с	Показ. нелинити N
1	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,04 % Антизоль	30,0	20,16	50,32	0,154
2	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,05 % Антизоль	33,5	22,56	44,58	0,175
3	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,06 % Антизоль	26,5	23,04	55,50	0,140
4	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,07 % Антизоль	22,0	33,60	50,45	0,129
5	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,08 % Антизоль	22,5	36,00	58,13	0,125
6	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,04 % Pol.30	12,0	19,44	63,11	0,081
7	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,05 % Pol.30	14,5	20,40	58,96	0,096
8	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,06 % Pol.30	22,0	19,44	46,98	0,138
9	гл. р-р + 0,04 % СОП + 0,07 % Pol.30	26,8	20,88	45,47	0,155
10	гл. р-р + 0,04 % Pol.30 + 0,08 % Антизоль	10,5	45,60	107,42	0,051
11	гл. р-р + 0,04 % Polycol 60S + 0,04 % Антизоль FL 30000	10,0	9,56	13,66	0,17
12	гл. р-р + 0,04 % Polycol 60SM + 0,04 % Антизоль 100	8,0	6,04	5,83	0,30
13	гл. р-р + 0,04 % Антизоль FL 30000 + 0,04 % Barazan	5,5	4,7	11,01	0,20
14	гл. р-р + 0,04 % Антизоль FL 30000 + 0,04 % Modivis	4,5	7,55	14,7	0,16
15	гл. р-р + 0,04 % Pol.30 + 0,04 % Barazan	5,5	5,03	12,03	0,19
16	гл. р-р + 0,04 % Pol.30 + 0,04 % Modivis	4,5	5,03	16,03	0,15

реагентов с различной природой растворения, или сильно отличающихся по молекулярной массе, способствует получению оптимальных свойств связей. Примером подобных сочетаний являются сочетания Антизола и акрилового сополимера СОП, или Антизола с реагентами Polycol 60S и Polycol 60SM, представляющими собой смесь полиакриламидов и натриевых акрилатов. Сочетания Антизола с биополимерами Barazan или Modivis, а также реагентов Polyfor 30 с Barazan или Modivis позволяют получить растворы с $N < 0,3$, где биополимер играет роль затравки, ориентирующей первоначальную структуру раствора.

В случае использования сочетания реагента Polyfor 30 с Антизолем возникает сильное синергетическое повышение прочности связей в растворе (высокое значение K), но без изменения N по сравнению с раствором, обработанным только реагентом Polyfor 30.

Можно резюмировать, исходя из уточнения представлений о взаимодействии реагентов в объеме бурового раствора и приведенных экспериментальных результатов, что для получения псевдопластических жидкостей с $N < 0,3$ наиболее целесообразно использование полимеров с высокой молекулярной массой или сочетанием реагентов с различным влиянием на структуру воды.

Как видно из рис. 2 и табл. 2, применение отдельных реагентов для получения буровых растворов с низкими показателями N возможно только до определенной концентрации, а при использовании композиции реагентов мы получаем растворы только с низкими значениями показателя N.

Таким образом, как следует из экспериментальных данных по изучению реологических свойств буровых растворов, наиболее эффективными для процесса очистки скважины являются те растворы, у которых величина показателя нелинейности $N < 0,3$. Нами были выбраны растворы, характеристики которых представлены в табл. 2.

Действительно, у данных растворов показатель нелинейности имеет значение не $> 0,3$, затем отношение ПДНС к P_v высокое, а это значит,

что такой раствор при сдвиге становится более текучим. Вследствие этого его эффективная вязкость будет возрастать в интервалах повышенного диаметра, где скорости раствора низкие, и снижаться в интервалах номинального диаметра, где скорости высокие. Это обеспечивает эффективную очистку от выбуренной породы и минимально возможные потери давления в скважине.

ЛИТЕРАТУРА

- Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Пер. с англ. М.: Недра, 1985. 509 с.
- Маковей Н. Гидравлика бурения. М.: Недра, 1986. 536 с.
- 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.
- Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости / Пер. с англ. М.: Мир, 1964. 216 с.
- Булатов А.И., Габузов Г.Г. Гидромеханика углубления и цементирования скважин. М., 1992. 368 с.
- Огibalов П.М., Мирзайджанзаде А.Х. Нестационарные движения вязко-пластичных сред. М.: Изд-во МГУ, 1970. 415 с.
- Крылов В., Крецул В. Реологическое моделирование биополимерных промывочных жидкостей // Нефть и капитал. М., 2002. № 5. С. 16-20.
- Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. М.: Недра, 1989. 270 с.

Резюме

Бұргыланған жыныстарды жер бетіне шыгаруда бұрылау ерітіндісі реологиялық қасиеттің өсері өте үлкен. Авторлар зерттеген бұрылау ерітіндісінің жайкүйін сипаттау үшін Гершель-Баркли классикалық үлгісі қолданылған. Үңқыны тазалау үшін тұтқырлық құрылымы басым, атап айтқанда ШШДК (шөгіудің шектеулі динамикалық көрнөуі): P_v жоғары қатынасындағы бұрылау ерітіндісі өте жақсы сай келетіні көрсетілген.

Summary

This article shows that rheological properties of drilling fluids make a great influence on carrying out drilled solids on the surface. To describe the behaviour of the drilling fluids developed by the authors the classic model of Gershel-Buckly is used. It has been shown, that the drilling fluid with primary plastic viscosity is better suited for hole cleaning.

УДК 622.244.442.063

КазНТУ им. К. И. Сатпаева,
г. Алматы

Поступила 3.11.10г.