

О ПРИМЕНЕНИИ БИОПОЛИМЕРНОЙ СИСТЕМЫ «БИОКАР» ДЛЯ ВСКРЫТИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

М.А. Мыслюк – д-р техн. наук, профессор, Ю.М. Салыжин – канд. техн. наук,
В.В. Богославец – аспирант

(Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа),

Ю.В. Лубан – канд. техн. наук

(Научно-исследовательское и конструкторское бюро бурового инструмента, г. Киев)

SOME ASPECTS OF USING «BIOKAR» BIOPOLYMER SYSTEM FOR LOW-PERMEABLE PRODUCTIVE FORMATIONS COMPLETION

M.A. Myslyuk, Yu.M. Salzhyn, V.V. Bogoslavets

(Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas),

Yu.V. Luban

(Scientific-Research and Design Bureau of Drilling Tools)

Вскрытие низкопроницаемых продуктивных пластов горизонтальными стволами предъявляет особые требования к системам буровых растворов [1–3]. Прежде всего, это относится к сохранению естественной проницаемости продуктивных пластов. Другими важными требованиями являются обеспечение устойчивости стенок скважин, улучшение очистки ствола, предупреждение прихватов вследствие перепада давления в системе скважина – пласт и т. п.

В значительной степени таким условиям отвечают системы безглинистых биополимерных буровых растворов [1–5]. Эти промывочные системы, представляющие собой коллоидные растворы полисахаридных полимеров и содержащие различные наполнители, обладают невысокой плотностью, уникальными реологическими характеристиками, высокими тиксотропными свойствами, низким показателем фильтрации и высокой ингибирующей способностью. Сочетание технологических свойств с биологически разлагаемым полимерным составом биополимерных буровых растворов обеспечивает создание наиболее щадящих условий при вскрытии продуктивных пластов.

Дополнительным фактором, способствующим повышению качества вскрытия продуктивных пластов, является снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз водный фильтрат бурового раствора – углеводородный пластовый флюид. Поверхностное натяжение оказывает определяющее влияние на фазовую проницаемость в результате изменения насыщенности пор пласта водой, нефтью и (или) газом, а также на порожденные ими эффекты смачивания и блокирования пор водными фильтратами [6]. Такие процессы, вызываемые капиллярными явлениями, особенно актуальны при вскрытии низкопроницаемых продуктивных пластов.

На примере распространенной в Украине биополимерной безглинистой системы «Биокар» [3] рассмотрим выбор оптимальной рецептуры для вскрытия низкопроницаемого продуктивного пласта боковым горизонтальным стволом на скважине № 96 Яблунковского нефтяного месторождения.

Нефтеносность Яблунковского месторождения связана с башкирскими, визейскими и турнейскими отложениями нижнего карбона. Скважина № 96 Яблунковского месторождения пробурена с целью эксплуатации залежей нефти из горизонта Б-6 башкирского яруса в интервале 3464...3498 м, представленном песчаниками, алевролитами, аргиллитами и известняками. Вследствие негерметичности эксплуатационной колонны в интервале 2680...2683 м скважина обводнена, а над продуктивным горизонтом установлен цементный мост в интервале 3444...3518 м.

Снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз водный фильтрат биополимерной системы «Биокар» – нефть осуществлялось посредством ввода в состав бурового раствора композиции поверхностно-активных веществ (ПАВ). При этом, учитывая особую сложность бурения горизонтальных скважин на Яблунковском месторождении, ввод ПАВ не должен сопровождаться ухудшением других технологических свойств биополимерной системы «Биокар», определяющих проводку горизонтального ствола без осложнений.

Выбору рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных нефтяных пластов предшествуют анализ горно-геологических условий бурения скважины и обоснование ограничений к его составу и технологическим свойствам. Процедура выбора формализована в два этапа [4]: на первом этапе обосновывают базовую рецептуру бурового раствора, а на втором – оптимальную композицию ПАВ.

В общем случае процедура выбора оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов сводится к последовательному решению задач вида [4]

$$\begin{cases} E(x^v) \rightarrow \min, v \in \mathcal{D}, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

где $E(x^v)$ – критерий оптимальности, как функция концентраций реагентов; $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_k^v)^T$ – век-

Таблица 1

Состав бурового раствора «Биокар»

Реагент	Назначение реагента	Концентрация реагента, %
Биокар-компанунд	Комплексный реагент, регулятор структурно-механических, реологических и фильтрационных свойств	6
Хлорид калия	Ингибитор разупрочнения породы	3
Хлорид натрия	Солевой утяжелитель, вспомогательный ингибитор разупрочнения породы	25
Карбонатный наполнитель (микроаммор)	Кольматант	10
Органический наполнитель	Кольматант	1,5

Таблица 2

Свойства бурового раствора «Биокар»

Параметры	Значение
Плотность, кг/м ³	1230
Условная вязкость (на малой воронке 200/100 мл), с	20
Реологическая модель	Гершеля – Балкли
Динамическое напряжение сдвига, Па	9,458
Мера консистенции, Па·с ^{0,593}	1,842
Показатель нелинейности	0,593
СНС ₁ , дПа	38
СНС ₁₀ , дПа	43
Показатель фильтрации, см ² /30 мин	2,5
Общая минерализация, %	21,5
Содержание KCl, %	2,7
Водородный показатель	8,3
Коэффициент межфазного натяжения, мН/м	10,43

тор концентраций реагентов v -го компонентного состава; \mathcal{D} – класс допустимых наборов реагентов; D^v – область определения вектора x^v ; $\varphi(x^v)$ – система ограничений на концентрации реагентов.

Сначала из решения задачи (1) для критерия

$$E(x^v) = \sum_{j=1}^m \alpha_j (g_j(x^v) - \hat{g}_j(x^v))^2 \quad (2)$$

подбирали базовую рецептуру биополимерной системы «Биокар» из условия соответствия технологических свойств $g_j(x^v)$ проектным значениям $\hat{g}_j(x^v)$. Здесь

$\alpha_j = S_j^{-2}$, S_j^2 – оценка дисперсии j -го показателя технологических свойств бурового раствора. Затем из решения задачи (1) в классе \mathcal{D} допустимых наборов ПАВ для критерия коэффициента σ межфазного натяжения на границе раздела фильтрат бурового раствора – нефть

$$E(x^v) = \sigma(x^v) \quad (3)$$

подбирали оптимальную композицию ПАВ.

Для информационного обеспечения задачи (1) с учетом (2) или (3), т. е. представления функциональных зависимостей $g(x^v)$ и $\varphi(x^v)$, использовали результаты экспериментальных исследований по планам моделей первого и второго порядков, а также латинских квадратов. Реологические свойства изучали по данным ротационной вискозиметрии на приборе OFITE и Fann 800, а обработку данных измерений выполняли по методике [7] в классе реологически стационарных моделей Шведова – Бингама, Оствальда, Гершеля – Балкли и Шульмана – Кессона.

Поверхностные свойства на границе раздела фаз фильтрат бурового раствора – нефть контролировали стагмометрическим методом по коэффициенту межфазного натяжения [8]. При этом использовали нефть Яблунковского месторождения (плотность 830 кг/м³). Построение планов экспериментов, обработку полученных результатов и поиск решения задачи (1) осуществляли с помощью экспертной системы MudExpert [9].

Базовая рецептура бурового раствора «Биокар» подбиралась из решения задачи (1) с учетом (2). Полученные оптимальные концентрации реагентов (% мас.) и их функциональное назначение приведены в табл. 1.

В табл. 2 приведены основные технологические свойства лабораторной модели базовой рецептуры бурового раствора «Биокар» после термостатирования на водяной бане при температуре 85 °С в течение 2 ч.

Информация о реологических свойствах бурового раствора при температурах 24...90 °С приведена в табл. 3. Следует отметить, что наиболее адекватной в этих условиях является реологическая модель Гершеля – Балкли. С увеличением температуры характерны уменьшение динамического напряжения сдвига и незначительное изменение показателя нелинейности.

Для поиска с помощью (1) и (3) оптимальной композиции ПАВ сначала на лабораторной модели бурового раствора «Биокар» изучали влияние концентраций

наиболее распространенных ПАВ (савенол, жиринокс, стинол) на коэффициент межфазного натяжения на границе раздела фильтрат бурового раствора – нефть. На рис. 1 показано влияние концентраций ПАВ на коэффициент межфазного натяжения, что позволяет диагностировать критическую концентрацию мицеллообразования, т. е. получить решения задачи (1) с учетом (3) для каждого ПАВ.

На основании анализа результатов исследований поверхностных свойств и негативных эффектов, обусловленных их влиянием на технологические свойства биополимерной системы «Биокар», предложены такие концентрации ПАВ, как савенол 1 % и жиринокс 1 %. В табл. 3 приведены сведения о реологических свойствах биополимерной системы «Биокар» с добавками ПАВ. Наиболее адекватной в этих условиях является реологическая модель Гершеля – Балкли.

Поиск оптимальной композиции ПАВ из решения задачи (1) с учетом (3) осуществляли с использованием метода латинских планов эксперимента. Концентрации (% мас.) ПАВ брали на четырех уровнях: савенол – 0,05, 0,25, 0,5, 1; жиринокс – 0,05, 0,25, 0,5, 1.

Результаты исследования реологических свойств бурового раствора «Биокар»

Буровой раствор	Показатели реологической модели Гершеля – Балкли	Температура, °C							
		24	30	40	50	60	70	80	90
«Биокар»	Динамическое напряжение сдвига τ_0 , Па	9,458	8,684	3,641	2,829	3,899	2,065	3,417	2,315
	Мера консистенции k , Па·с ⁿ	1,842	1,619	2,343	2,35	1,814	1,999	1,511	1,796
	Показатель нелинейности n	0,593	0,595	0,532	0,516	0,540	0,520	0,550	0,523
	Дисперсия адекватности, Па ²	1,972	0,437	0,230	1,134	0,295	0,484	0,710	0,337
«Биокар» с добавкой савенола (1 %)	Динамическое напряжение сдвига τ_0 , Па	9,026	6,910	3,188	7,084	4,341	5,493	5,978	4,673
	Мера консистенции k , Па·с ⁿ	1,950	2,137	3,066	1,645	2,818	1,815	1,631	1,554
	Показатель нелинейности n	0,589	0,560	0,499	0,573	0,522	0,540	0,549	0,564
	Дисперсия адекватности, Па ²	0,867	0,243	0,169	0,459	0,345	0,295	0,527	0,635
«Биокар» с добавкой жиринокса (1 %)	Динамическое напряжение сдвига τ_0 , Па	7,878	8,507	7,733	6,951	4,341	5,493	1,388	2,687
	Мера консистенции k , Па·с ⁿ	2,326	2,137	2,044	1,737	2,181	1,815	2,813	2,371
	Показатель нелинейности n	0,566	0,560	0,553	0,562	0,522	0,540	0,476	0,494
	Дисперсия адекватности, Па ²	0,816	0,244	0,520	0,331	0,345	0,295	0,255	0,217
«Биокар» с добавкой композиции ПАВ (савенол 1 %, жиринокс 0,3 %)	Динамическое напряжение сдвига τ_0 , Па	3,216	3,782	5,272	3,520	0,446	4,289	1,569	2,054
	Мера консистенции k , Па·с ⁿ	2,337	2,232	1,753	1,914	2,507	1,399	2,230	1,946
	Показатель нелинейности n	0,538	0,541	0,560	0,536	0,491	0,558	0,487	0,507
	Дисперсия адекватности, Па ²	0,376	0,109	0,331	0,631	0,106	0,797	0,366	0,194

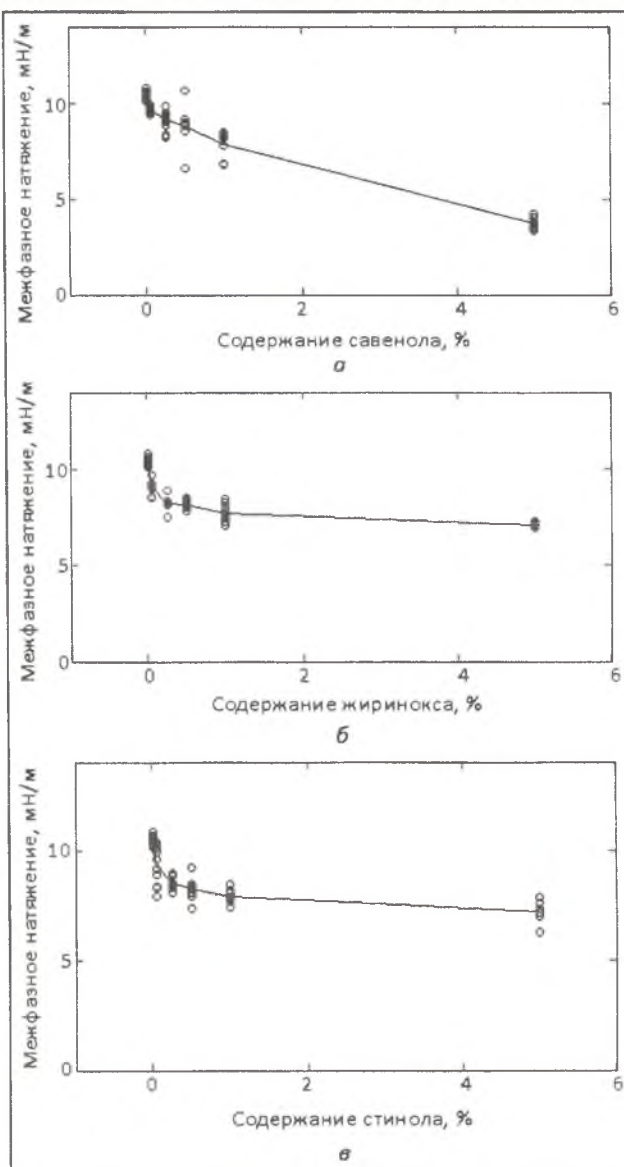
Общее число опытов 16. На рис. 2 показано влияние композиций ПАВ на коэффициент межфазного натяжения и с помощью экспертной системы MudExpert [9] выделено оптимальное решение задач (1) и (3) – савенол 1 %, жиринокс 0,3 %. Прогнозное значение коэффициента межфазного натяжения для оптимальной композиции ПАВ составляет 7,04 мН/м, а по результатам проверочного эксперимента – 7,17 мН/м.

В табл. 3 приведены реологические свойства биополимерной системы «Биокар» с добавкой оптимальной композиции ПАВ для наиболее адекватной реологической модели Гершеля – Балкли. Следует отметить более существенное в сравнении с другими составами уменьшение реологических свойств (особенно τ_0) для этой системы.

Подобранная рецептура биополимерной системы «Биокар» использовалась при бурении бокового горизонтального ствола на скважине № 96 Яблунковского месторождения. Программой работ по скважине предусмотрено:

- вырезание «окна» в 168-мм эксплуатационной колонне на глубине 3090 м;
- бурение бокового ствола с отходом от пробуренного и ликвидированного ствола на 161 м;
- бурение до кровли продуктивного горизонта с набором зенитного угла до 68,6°;
- набор зенитного угла в продуктивном пласте до 79,1°;
- бурение горизонтального ствола длиной 198 м до проектной глубины по вертикали 3530 м и стволу 3720 м;

Рис. 1. Влияние концентраций ПАВ (а – савенол, б – жиринокс, в – стинол) на коэффициент межфазного натяжения на границе раздела фаз лабораторной модели бурового раствора «Биокар» – нефть Яблунковского месторождения



• крепление бокового ствола 114-мм хвостовиком с установкой фильтра в интервале продуктивного пласта.

Для вскрытия продуктивного пласта использовали рекомендации для обработки лабораторной модели бурового раствора, которые были скорректированы для применяемого бурового раствора. Перед входом в продуктивный пласт (на глубине 3495 м) при циркуляции через скважину была отобрана проба бурового раствора для контроля технологических свойств и коэффициента межфазного натяжения ($\sigma = 13,25$ мН/м). На рис. 3 показано влияние концентраций савенола и жиринокса на коэффициент межфазного натяжения на границе раздела фильтрат применяемого бурового раствора «Биокар» – нефть Яблунковского месторождения. Проведено уточнение оптимальной рецептуры обработки ПАВ (савенол 0,5 %, жиринокс 0,3 %), обеспечивающей снижение межфазного натяжения до 7,36 мН/м.

На глубине скважины 3551 м (29.09.2013 г.) выполнена обработка бурового раствора композицией ПАВ, в результате которой были стабилизированы технологические свойства и коэффициент межфазного натяжения. Измерение свойств осуществляли через каждые 2 ч (продолжительность цикла циркуляции).

В табл. 4 представлена информация о результатах контроля технологических свойств (в том числе коэффициента межфазного натяжения σ) биополимерной системы «Биокар» в процессе бурения бокового ствола скважины. В первых трех строках табл. 4 приведены сведения о технологических свойствах исходного бурового раствора до входа в продуктивный пласт.

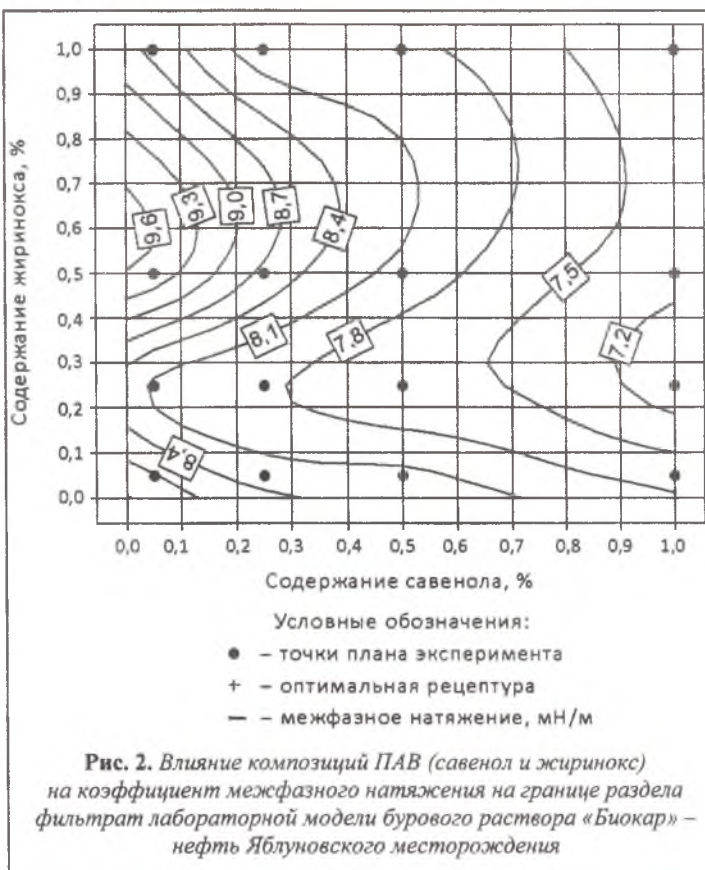


Рис. 2. Влияние композиций ПАВ (савенол и жиринокс) на коэффициент межфазного натяжения на границе раздела фильтрат лабораторной модели бурового раствора «Биокар» – нефть Яблунковского месторождения

Повышение коэффициента межфазного натяжения до 9,93 мН/м было отмечено лишь однажды, вследствие уменьшения концентрации ПАВ после пополнения объема циркулирующего бурового раствора (примерно на 10 %). В связи с этим в лабораторных условиях с использованием экспертной системы MudExpert [9]

Таблица 4

Свойства бурового раствора «Биокар» при бурении скважины № 96–Яблуновская в интервале 3516...3720 м

Дата/время (2013 г.)	Забой, м	Плотность, кг/м³	Условная вязкость, с	Показатель фильтрации, см³/30 мин	СНС ^{1/10} , дПа	Показатели реологи- ческой модели Гершеля – Балкли			Коэффици- ент трения корки	Водородный показатель рН	Коэффициент межфазного натяжения, мН/м
						τ ₀ , Па	k, Па·с ⁿ	n			
До обработки ПАВ											
28.09/08.00	3516	1250	105	4,5	100/110	1,674	2,648	0,381	0,130	8,5	12,74
28.09/20.00	3522	1250	95	4,0	100/110	4,365	2,594	0,419	0,130	8,0	12,97
29.09/08.00	3545	1250	110	4,0	101/110	4,125	3,079	0,401	0,140	8,3	13,18
После обработки ПАВ											
29.09/14.00	3551	1250	103	4,0	110/125	3,669	3,384	0,388	0,135	8,0	8,19
29.09/20.00	3560	1250	121	4,0	110/125	2,556	2,464	0,428	0,140	8,1	7,88
01.10/08.00	3566	1250	110	4,5	105/120	3,441	2,669	0,412	0,138	7,9	9,03
01.10/18.00	3580	1240	110	4,5	105/115	2,551	3,450	0,385	0,135	8,1	9,93
01.10/23.00	3585	1240	105	4,0	96/110	2,458	3,027	0,336	0,130	8,1	7,69
02.10/08.00	3595	1240	105	4,0	91/96	2,670	3,043	0,398	0,135	8,0	8,03
02.10/22.00	3601	1240	110	4,5	105/120	3,585	2,713	0,409	0,130	8,0	8,45
03.10/07.00	3610	1250	110	4,0	100/110	4,216	2,836	0,413	0,130	8,2	8,88
03.10/21.00	3616	1240	115	4,5	96/110	3,129	2,691	0,412	0,130	8,1	7,99
04.10/08.00	3618	1240	101	4,0	105/120	0	4,442	0,346	0,130	8,1	8,05
15.10/08.00	3720	1240	120	4,0	110/125	4,112	2,492	0,399	0,130	8,1	8,65

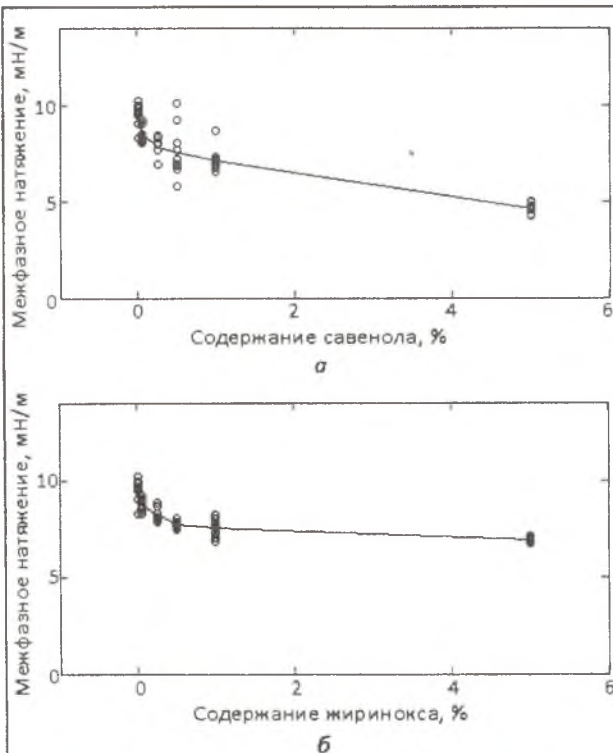


Рис. 3. Влияние концентраций ПАВ (а – савенол, б – жиринокс) на коэффициент межфазного натяжения на границе раздела фильтрат бурового раствора «Биокар» (скв. 96, глубина 3495 м) – нефть Яблунковского месторождения

были подобраны концентрации (% мас.) композиции ПАВ для вторичной обработки: савенол 0,08 и жиринокс 0,06. После дообработки бурового раствора композицией ПАВ были достигнуты стабильные значения коэффициента межфазного натяжения, которые практически не изменялись до проектной глубины.

При вскрытии продуктивного горизонта оптимальной биополимерной системой «Биокар» осложнений ствола скважины не наблюдалось, существенного негативного влияния композиции ПАВ на другие технологические свойства бурового раствора не выявлено.

Таким образом, апробация оптимальной рецептуры биополимерной системы «Биокар» с композицией ПАВ для вскрытия продуктивного пласта боковым горизонтальным стволом подтвердила ее эффективность с целью уменьшения коэффициента межфазного натяжения. Контроль коэффициента межфазного натяжения при бурении показал его стабильность во времени. Установлено, что выбуренная порода, температурные изменения и минерализация бурового раствора не оказывают существенного влияния на величину σ .

Наиболее существенное повышение коэффициента межфазного натяжения наблюдается при уменьшении концентрации ПАВ, в частности, за счет пополнения объема бурового раствора. В этом случае дополнительная обработка бурового раствора композицией ПАВ с предварительно выбранными концентрациями обеспечивает поддержку коэффициента межфазного натяжения на требуемом уровне. Следует отметить важность

использования моделей вида (1)–(3) в сочетании с экспертной системой MudExpert [9] для выбора оптимальных рецептур буровых растворов и их обработки с целью обеспечения необходимых технологических свойств буровых растворов в конкретных горно-геологических условиях бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Применение биополимерных растворов для проводки горизонтальных скважин / М. Синьют [и др.] // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1990. – № 1. – С. 16–20.
2. Крылов В.И., Крецул В.В. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин // Нефть. хоз-во. – 2001. – № 6. – С. 36–40.
3. Безглинистая промывочная жидкость для бурения горизонтальных скважин и вскрытия продуктивных горизонтов / Ю.В. Лубан [и др.] // Oil and Gas Journal Russia. – 2008. – № 10 (23) (октябрь). – С. 62–67.
4. Мыслук М.А., Салыжин Ю.М., Богославец В.В. Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – № 3. – С. 35–39.
5. Ингибирующие биополимерные буровые растворы / И.В. Грязнов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – № 4. – С. 34–37.
6. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
7. Myslyuk M., Salzhyn I. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry // Applied Rheology. – 2012. – 22(3). – Pp. 32381 (7 pages).
8. Русанов А.И., Прохоров В.А. Межфазная тензометрия. – СПб., 1994. – 397 с.
9. Мыслук М.А., Салыжин Ю.М. Система выбора оптимальных рецептур обработки буровых розчинів // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 25–28.

ЛИТЕРАТУРА

1. Primenenie biopolimernykh rastvorov dlya provodki gorizontallynykh skvazhin / M. Sin'yult [i dr.] // Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom. – 1990. – № 1. – S. 16–20.
2. Krylov V.I., Kretsul V.V. Osobennosti tekhnologii promyvki gorizontallynykh skvazhin // Neft. khoz-vo. – 2001. – № 6. – S. 36–40.
3. Bezglinitaya promyvochnaya zhidkost' dlya bureniya gorizontallynykh skvazhin i vskrytiya produktivnykh gorizontov / Yu. V. Luban [i dr.] // Oil and Gas Journal Russia. – 2008. – № 10 (23) (oktyabr'). – S. 62–67.
4. Myslyuk M.A., Salzhyn Yu.M., Bogoslavets V.V. Vybory optimal'noy retseptury burovogo rastvora dlya vskrytiya produktivnykh plastov // Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na suше i na more. – M.: OAO «VNIIOENG», 2012. – № 3. – S. 35–39.
5. Ingibiruyushchie biopolimernye burovyie rastvory / I.V. Gryaznov [i dr.] // Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na suше i na more. – M.: OAO «VNIIOENG», 2012. – № 4. – S. 34–37.
6. Grey Dzh.R., Darli G.S.G. Sostav i svoystva burovyykh agentov (promyvochnykh zhidkostey) / per. s angl. – M.: Nedra, 1985. – 509 s.
7. Myslyuk M., Salzhyn I. The evaluation rheological parameters of non-Newtonian fluids by rotational viscosimetry // Applied Rheology. – 2012. – 22(3). – Pp. 32381 (7 pages).
8. Rusanov A.I., Prokhorov V.A. Mezhfaznaya tenzometriya. – SPb., 1994. – 397 s.
9. Mislyuk M.A., Salzhin Yu.M. Sistema viboru optimal'nykh retseptur obrobki burovikh rozchiniv // Naftova i gazova promislolist'. – 2007. – № 5. – S. 25–28.