



## Высокоингибирующий экологически безопасный буровой раствор для бурения горизонтальных скважин



О.А. Лушпеева, Г.Б. Проводников,  
И.В. Лодина (СургутНИПИнефть),  
Л.П. Вахрушев, В.П. Полищученко  
(ООО «НПК Полибент»)

### High-inhibiting environmentally safe mud solution for horizontal wells drilling

O.A. Lushpееva, G.B. Provodnikov, I.V. Lodina (SurgutNIPIneft),  
L.P. Vakhrushev, V.P. Polishchuchenko (Polybent NPK ООО)

Laboratory researches are carried out in SurgutNIPIneft on the choice of a composition of environmentally safe high-inhibiting mud solution, satisfying to conditions of tailing-in by horizontal wells in Surgutneftegaz OAO, including at oil fields with low-permeability reservoirs. Comparison of high-inhibiting mud solution with other mud solutions is carried out. It is shown, that high-inhibiting mud solution meets modern requirements and possesses optimum inhibiting, lubricating, surface-active and controllable rheological and filtration properties, it is recommended to commercial operation at oil fields of Surgutneftegaz OAO.

В ОАО «Сургутнефтегаз» широкое распространение получила технология вскрытия продуктивных пластов горизонтальными стволами с нецементируемым хвостовиком. В связи с этим качество первичного вскрытия продуктивных горизонтов и дебит пробуренной скважины зависят от способности промывочной жидкости обеспечить максимально возможное сохранение проницаемости коллектора. Для вскрытия продуктивных пластов применяют промывочные жидкости, обладающие минимальной фильтрацией, с низким содержанием твердой фазы, инертные по отношению к глинистым минералам в цементе коллектора и не вызывающие осадкообразования при взаимодействии с пластовыми флюидами.

Для первичного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными стволами на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» используют две системы буровых растворов: СБР(К) и ИКАРБ-СН, в рецептуре которых в качестве ингибирующих добавок применяются минеральные соли – соответственно хлориды натрия и калия. Данные растворы отвечают перечисленным требованиям, однако имеют существенный недостаток. Хлор-ионы, присутствующие в этих солях, при попадании в грунт и водоемы отрицательно влияют на экосистему, особенно в условиях севера, изменяя ее фоновое состояние, а в некоторых случаях оказывают более пагубное воздействие, чем нефть и нефтепродукты [1]. В связи с указанным актуальной проблемой является выбор технологической жидкости, обеспечивающей качественную и безаварийную проводку горизонтальных скважин и при этом оказывающей минимальное негативное воздействие на природную среду.

В научно-исследовательской лаборатории буровых, тампонажных растворов и специальных жидкостей СургутНИПИнефти были проведены лабораторные исследования по выбору композиции экологически безопасного высокоингибирующего бурового раствора (ВБР), удовлетворяющего условиям вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами в ОАО «Сургутнефтегаз», в том числе и на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами.

В качестве экологически безопасной минеральной основы, обеспечивающей сильный ингибирующий эффект, в рецептуре ВБР предложены формиат и карбонат калия – соединения, способные разлагаться до воды и углекислого газа в процессе гидролиза. Эти вещества относительно безопасны для окружающей среды [2, 3]. Ингибирующий эффект достигается за счет свободного проникновения (геометрический фактор) в межплоскостное пространство глинистых минералов слабогидратированного иона калия, который замещает катионы обменного комплекса глины [4]. Процесс осмотического влагопереноса в системе ВБР регулируется поддержанием более высокой концентрации электролита в растворе, чем в проходимых породах.

Важным этапом создания системы ингибирующего раствора являлся выбор полимерного стабилизатора и капсулятора глин, обеспечивающего образование непроницаемого для воды экранного слоя на стенке скважины. В качестве стабилизатора в системе ВБР исследовались полимеры крахмального ряда, а также различные марки КМЦ. В качестве активной добавки, способной эффективно гидрофобизировать поверхность глинистых минералов и одновременно придавать системе бурового раствора смазочные свойства, изучались полиалкиленгликоли различной полимеризации и комплексная добавка «Биолуб LVL». В качестве структурообразователя системы, придающего ей псевдопластичные свойства, использовали ксантановый биополимер (КС).

Наиболее эффективный реагент из каждого класса соединений выбирали с помощью тестера динамики набухания глинистых сланцев на спрессованных таблетках из высококоллаидальной глины с содержанием монтмориллонита до 85 %. Глинистую таблетку помещали в перфорированный цилиндр, вставляющийся в стакан. Сверху на таблетку устанавливали поршень. К штоку поршня подсоединяли чувствительный датчик. В стакан заливали исследуемую жидкость. Прибор фиксировал перемещение датчика, вызванное набуханием и изменением объема глинистого образца в процессе контакта с исследуемой жидкостью, с точностью до сотых долей миллиметра. Четыре измерительных блока в комплекте прибора обеспечивали повторяемость результата. На первом этапе исследований сравнивали набухание образцов за период времени (4 ч), в течение которого скорость набухания таблеток была максимальной. Приращение высоты глинистых таблеток  $P_1$  замеряли за 4 ч.

По результатам индивидуальных исследований реагентов каждого класса составляли рецептуры промывочных жидкостей. Определяли ингибирующую способность жидкостей с удовле-

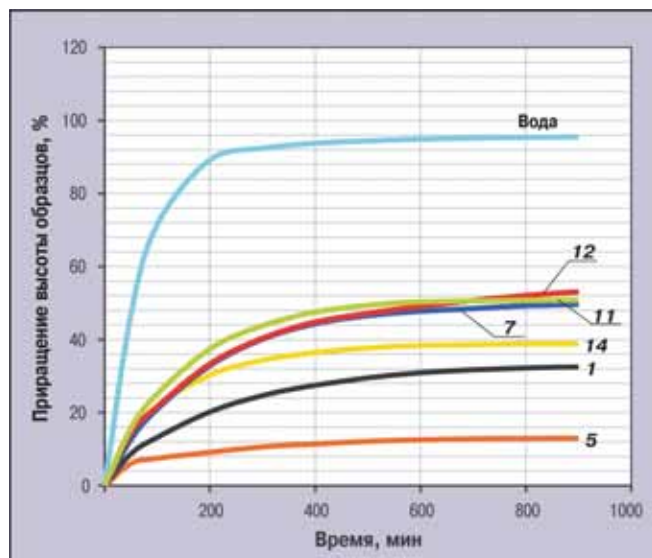


Рис. 1. Изменение приращения высоты образца во времени для систем промывочных жидкостей, полученное на тестере динамики набухания глинистых сланцев: номера кривых соответствуют номеру буровой системы (арабскими цифрами обозначены номера составов, приведенных в табл. 1)

творительными технологическими параметрами. Для сравнения исследовали набухание глинистых образцов в системе бурового раствора ИКАРБ-СН и СБР(К). Определяли приращение высоты глинистых образцов за период достижения равновесного состояния  $\Pi$ .

Анализ результатов исследования ингибирующих характеристик безглинистых биополимерных промывочных жидкостей, различающихся минеральным ингибитором и типом полисахаридного стабилизатора, показал, что наименьшие приращения высоты глинистых таблеток наблюдались в системах ВБР, приведенных в табл. 1.

На следующем этапе исследований определяли период максимального набухания глинистых таблеток  $\tau$  в наиболее эффективных предварительно выбранных системах ВБР; коэффициент набухания  $K$ ; степень набухания  $K_2$ ; среднюю скорость набухания  $w_{cp}$  за период  $\tau$ ; относительный показатель устойчивости  $C_{уст}$  [5].

В табл. 2 приведены расчетные показатели набухания для наиболее эффективных систем ВБР по каждому типу минерального ингибитора.

На рис. 1 представлены кривые набухания ВБР в сравнении с применяющимися в ОАО «Сургутнефтегаз» системами промывочных жидкостей.

Наименьшая средняя скорость набухания  $w_{cp}$  и наибольший показатель устойчивости  $C$  глинистых образцов отмечены в растворе № 6 (см. табл. 1). В данной системе наблюдался эффект синергетического усиления ингибирующих свойств, возможно, связанный с поданным комплексобразованием полиэфирных компонентов «Гликойла» с катионами неорганического ингибитора. Можно предположить следующий интерполимерный механизм взаимодействия компонентов внутри системы и с поверхностью бентонитовой частицы. В отсутствие полиалкиленгликолей полиэлектролиты – молекулы КМЦ, крахмала не образуют толстые адсорбционные слои на поверхности глинистых частиц [6] вследствие отталкивания между зарядами на цепях, препятствующих возникновению петель и хвостов. При этом слабо экранируется поверхность бентонитовой частицы.

Адсорбция макромолекул полисахарида на бентонитовой поверхности, вокруг которой уже сформирован адсорбционный слой полиэфирных молекул, протекает качественно по-иному. В данном случае активные центры адсорбции макромолекул полисахарида заняты молекулами полиэфиров. При введении полисахарида его макромолекулы адсорбируются на поверхности бентонитовых частиц в результате взаимодействия с адсорбированными цепочками полиэфира через противоионы. Цепочки полиэфира являются аналогами краунэфиров, но в отличие от них имеют незамкнутую линейную структуру, способны связывать в растворах катионы щелочных металлов в виде поданных соединений [7]. В дисперсной среде бурового раствора ионы  $K^+$  мигрируют к поверхности бентонитовой частицы под действием электростатического поля, которое создается отрицательными силанольными группами, и образуют краунподобные комплексы с адсорбированными цепочками полиалкиленгликолей. При этом каждая адсорбированная молекула тетраили пентаэтиленгликоля взаимодействует с катионом металла электростатически за счет частично отрицательного заряда неподеленной пары электронов простой эфирной группировки. Таким образом, в присутствии полиэфиров (Гликойла, Биолуб LVL) осуществ-

Таблица 1

Номер состава	Система бурового раствора	Состав	Приращение высоты образца, %
1	ВБР	НСООК, $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; Finnflix – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликойл – 3 %	19,94
2		НСООК, $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; КМК-В - 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликойл – 1 %	19,44
3		НСООК, $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; Фито РК – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %	20,27
4		$K_2CO_3$ , $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; Finnflix – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликойл – 5 %	12,54
5		$K_2CO_3$ , $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; КМК-В - 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликойл 3 %	8,63
6		$K_2CO_3$ , $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; Фито РК – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликойл 3 %	9,64
7		НСООК: $K_2CO_3$ (1:1); Finnflix – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %;	30,94
8		KCl, $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; Finnflix – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликойл – 5 %	22,24
9		KCl, $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; КМК-В - 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликойл – 1 %	27,06
10		KCl, $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ ; Фито РК – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликойл – 1 %	32,19
11	ИКАРБ ИКФ	Основа KCl	29,77
12	СБР	Основа NaCl (рецептура СургутНИПИнефти)	28,12
13	Без минерального ингибитора	Finnfix - 1 %; КС - 0,4 %; «Биолуб LVL» - 0,2 %	37,06
14		$K_2CO_3$ $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$ , КМК-В - 1%; КС - 0,4 %	36,28



Таблица 2

Система бурового раствора	$\Pi$ , %	$\tau$ , мин	$\kappa$	$\kappa_2$ , см <sup>3</sup> /г	$W_{ср}$ , см <sup>3</sup> /(г·ч)	$\zeta$
Дистиллированная вода	99	483,3	0,990	0,412	0,859	1,00
KCl, $\rho = 1080$ кг/м <sup>3</sup> ; Finnfix – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LV – 0,2 %; Гликоил – 5 %	31	887,5	0,315	0,131	0,148	33,69
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , $\rho = 1080$ кг/м <sup>3</sup> ; КМК-В – 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликоил – 3 %	11,6	725	0,116	0,048	0,066	169,39
НСОСК, $\rho = 1080$ кг/м <sup>3</sup> ; КМК-В 1 %; КС - 0,4 %; Биолуб LVL - 0,2 %; Гликоил – 1 %	29,6	881,2	0,296	0,123	0,139	38,19
СБР рецептуры СургутНИПИнефти	60	2750	0,60	0,250	0,091	89,11

Таблица 3

Компонентный состав раствора	Номер скважины (тип раствора)	
	838гр (СБР)	840гр (ВБР)
Утяжелитель	NaCl	K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , ИККАРБ 75
Ингибитор	NaCl	K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Гликоил-1
Загуститель (полисахариды)	КМЦ «Камцел»	КМК-В, КМЦ «Камцел»
Биополимер	КС «Polyhap»	КС «Polyhap»
Смазочная добавка	Биолуб-LVL	-
Пеногаситель	-	ИКДЕФОМ

Таблица 4

Технологические показатели раствора	Номер скважины (тип раствора)	
	838гр (СБР)	840гр (ВБР)
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,10-1,14	1,10-1,14
Условная вязкость, с	35-50	30-40
Фильтрация, см <sup>3</sup>	2,0-3,0	2,0-3,0
СНС, дПа	40-50/50-60	35-40/40-50
Пластическая вязкость, мПа·с	15-18	15-19
ДНС, дПа	100-140	120-140
pH	7,0-8,0	10,5

вляется обратная ориентация адсорбированных макромолекул анионного полисахарида: функциональная группа связывается с поверхностью адсорбента, а гидрофобные сегменты направлены в глубь раствора, что дополнительно усиливает ингибирующую, антидиспергирующую и поверхностную активность бурового раствора.

В ноябре 2006 г. Сургутское УБР № 1 и СургутНИПИнефть провели промысловые испытания ВБР при бурении горизонтального участка скв. 840гр куста 32 Конитлорского месторождения. Цель испытаний заключалась в том, чтобы отработать технологию приготовления и обработки минерализованного высокоингибирующего экологически безопасного бурового раствора, дать оценку технологичности его применения и качеству первичного вскрытия продуктивного пласта, отобрать пробы шлама для детального исследования его экологической безопасности в специализированной научной организации.

Необходимый объем раствора приготавливали растворением расчетного количества углекислого калия (поташа) до заданной плотности, затем дозировали Гликоил. Для исключения пенообразования на стадии приготовления ВБР использовали пеногаситель. При приготовлении и обработке ВБР было установлено, что для регулирования реологических показателей (условной и пла-

стической вязкости) вместо крахмала КМК-В удобнее использовать КМЦ «Камцел». В процессе промысловых испытаний возникла необходимость утяжеления бурового раствора до плотности 1,14 г/см<sup>3</sup>, что достигли добавкой кольматантов ИККАРБ-75 и ИККАРБ-75м (карбонат кальция) в соотношении 1:1. Во время бурения и промывки скважины периодически осуществлялись пополнение и дообработка раствора ВБР.

С целью определения эффективности применения испытываемого ВБР в качестве базы сравнения была выбрана скв. 838гр, пробуренная в аналогичных горно-геологических условиях с применением раствора СБР. Сравнительные данные о компонентных составах и технологических параметрах растворов приведены в табл. 3, 4. Кроме того, выполнен сравнительный анализ сил трения, возникающих при бурении под хвостовик. За основу оценки смазочной способности промывочных жидкостей взяты значения веса на крюке при спуске и подъеме инструмента. Полученные результаты, представленные на рис. 2, свидетельствуют о том, что в открытом стволе коэффициент трения, возникающий при бурении под хвостовик с применением раствора ВБР, на 30-40 % меньше коэффициента трения при бурении под хвостовик с применением раствора СБР.

Для оценки качества первичного вскрытия продуктивного горизонта и влияния фильтрата раствора на коллекторские свойства пласта были рассчитаны коэффициенты продуктивности. Из табл. 5 видно, что коэффициент продуктивности скв. 840гр в 3 раза превышает коэффициент продуктивности скв. 838гр.

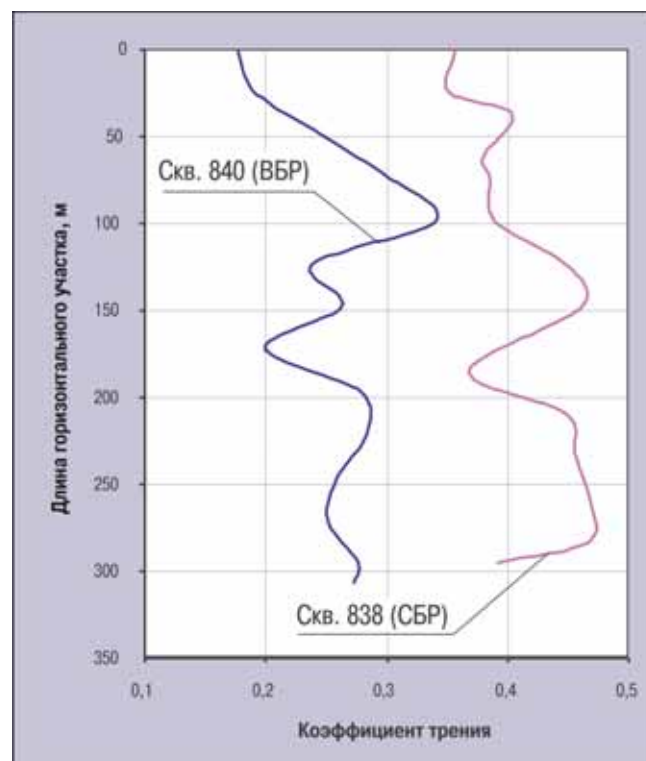


Рис. 2. Изменение коэффициента трения при бурении горизонтального участка

Таблица 5

Показатель	Номер скважины (тип раствора)	
	838гр (СБР)	840гр (ВБР)
<b>Исходные данные</b>		
Проницаемость (средневзвешенная), $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	45,89	32,23
Пористость (средневзвешенная), %	21,51	19,56
Плотность пластового флюида, кг/м <sup>3</sup>	796	796
Статический уровень, м	450	450
Динамический уровень, м	1586	876
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	40	40
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	8	5
<b>Результаты расчета</b>		
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	4,96	12,05
Удельный коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа·м)	0,62	2,4

По формуле Д. Спарлина [8] для расчета дебита нефти  $q_n$  горизонтальных скважин найдем удельный коэффициент продуктивности

$$K_{\text{уд}} = \frac{q_n}{\Delta p \cdot h} = \frac{2\pi \cdot k}{\mu \cdot B} \cdot \frac{1}{\ln \frac{A + \sqrt{A^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2R_c} + C}, \quad (1)$$

где  $\Delta p$  – перепад давления, МПа;  $h$  – толщина вскрытого продуктивного пласта, м;  $k$  – проницаемость пласта,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $\mu$  – вязкость флюида в пластовых условиях, мПа·с;  $B$  – объемный коэффициент нефти;  $A$  – коэффициент, учитывающий геометрию притока;  $L$  – длина горизонтального участка скважины, м;  $R_c$  – приведенный радиус скважины, м;  $C$  – коэффициент, характеризующий фильтрационные сопротивления, обусловленные несовершенством скважины по характеру, степени и качеству вскрытия.

Коэффициент  $A$  определяется по формуле

$$A = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_c}{L}\right)^4}}, \quad (2)$$

где  $R_c$  – радиус контура питания, м.

С учетом того, что геометрия горизонтальных участков для скв. 840гр и 838гр идентична, эксплуатируется один и тот же объект – пласт БС<sub>10</sub>, значения  $k$ ,  $\mu$ ,  $B$ ,  $L$ ,  $R_c$ ,  $R_k$  и  $A$  для обеих скважин будут приблизительно равны. Следовательно, на изменение коэффициента продуктивности значительно будет влиять коэффициент, характеризующий фильтрационные сопротивления, обусловленные несовершенством скважины по характеру, степени и качеству вскрытия, т.е. увеличение

коэффициента продуктивности скважины обуславливается снижением фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта. В свою очередь снижение фильтрационных сопротивлений свидетельствует о высокой эффективности применения ВБР для вскрытия продуктивных залежей.

На основании исследований токсикологических характеристик ВБР разработан экологический паспорт в соответствии с действующим Приказом № 511 МПР России от 15 июня 2001 г. «Об утверждении критериев отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды», в котором указано, что отходы бурения с применением системы ВБР относятся к четвертому классу опасности.

Таким образом, рецептура ВБР отвечает современным требованиям и обладает оптимальными ингибирующими, смазывающими, поверхностно-активными и регулируемыми реологическими и фильтрационными свойствами. Достигнутые свойства бурового раствора обеспечили успешное строительство горизонтального ствола опытной скважины при максимальном сохранении коллекторских свойств продуктивного пласта. Технология приготовления и обработки минерализованного высокоингибирующего экологически безопасного бурового раствора успешно прошла промысловые испытания и рекомендуется для применения на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

Выражаем благодарность М.А. Дюсюнгалиеву, Н.С. Путьшевой за помощь в подготовке материалов статьи.

#### Список литературы

1. Шеметов В.Ю. Экологическая устойчивость природной среды к техногенному воздействию процессов строительства скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1991. - 55 с.
2. Downs J.D., Killie S., Whale G. and Inglefield C. Development of Environmentally Benign Formate-Based Drilling and Completion Fluids.
3. Перечень предельно допустимых концентраций и ориентировочно безопасных уровней воздействия вредных веществ для вод рыбохозяйственных водоемов/С.Н. Анисова, С.А. Соколова, Л.А. Лесников, Т.М. и др. - М.: КОЛОС, 1993. - 140 с.
4. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.Н. Справочник по промывке скважин. - М.: Недра, 1984. - 316 с.
5. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. - М.: Недра, 1984. - 140 с.
6. Ликлема Й., Флеер Г.И., Схейтс Й.М. Вклад адсорбированных полимеров в устойчивость коллоидных систем//Коллоидный журнал. - Т. XLIX. - № 2. - 1987. - С. 211-216.
7. Плетнев М.Ю. О природе взаимодействия в растворе смесей неионогенных и анионных поверхностно-активных веществ//Коллоидный журнал. N. XLIX. - № 1. - 1987. - С. 184-187.
8. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. - М.: ВНИИОЭНГ, 2000. - 230 с.