

Петров Н. А.  
Уфимский государственный  
нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация

N. A. Petrov  
Ufa State Petroleum Technological  
University,  
Ufa, the Russian Federation

Представлены результаты исследований реагента Лигнопол, Булкраз и ХЛС-1 в составе искусственных и естественных глинистых буровых растворов. Лигнопол – это анионоактивный синтетический сополимер акрилонитрила и лигносульфоната. Булкраз – высокомолекулярный полимер, получаемый на основе лигносульфоната и хлорида калия. ХЛС-1 – высокомолекулярный фенолпропановый полимер, получаемый из лигносульфоната.

Реагент Лигнопол неустоек к ионам  $Ca^{2+}$  и  $Mg^{2+}$ , но стабилен в растворах NaCl и аминированного хлористого натрия. Добавки Лигнопола в бентонитовую суспензию приводят к снижению структурно-механических свойств, а показатель фильтрации увеличивается при небольших добавках и уменьшается при увеличении концентрации. Недостатком Лигнопола является то, что при низких отрицательных температурах реагент теряет подвижность и становится нетехнологичным для применения в условиях Крайнего Севера.

Растворы реагентов Булкраз и ХЛС-1 при смешивании с растворами солей и кислот выглядят без помутнений и образования осадков, после термостатирования остались прежними. Суспензию из глинопорозка марки ПБМГ (АО «Керамзит») с дальнейшим модифицированием добавками  $Na_2CO_3$  реагент Булкраз загущает. Добавки ХЛС-1 в малых концентрациях приводят к снижению показателя фильтрации, а повышенные добавки реагента – к повышению реологических параметров суспензии. Добавки реагентов Булкраз и ХЛС-1 вызывают активное вспенивание как искусственного, так и естественного глинистого раствора. Стабильно-положительное влияние реагентов Булкраз и ХЛС-1 на параметры естественного бурового раствора четко не проявилось. Тем не менее, все исследуемые реагенты (Лигнопол, Булкраз и ХЛС-1) при особых (специфических) условиях проводки скважин изредка могут найти применение в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири.

The results of Lignopol, Bulcraz and XLC-1 reagent investigation in the composition of artificial and natural clay drilling fluids have been presented. Lignopol is anion active synthetic copolymer of acrylonitril and lignosulphonate. Bulcraz is a highly molecular polymer obtained on the basis of lignosulphonate and potassium chloride. XLC-1 is a highly molecular phenylpropane polymer obtained from lignosulphonate.

Lignopol reagent is not stable to ions of  $Ca^{2+}$  and  $Mg^{2+}$  but is stable in NaCl solutions and aminated potassium chlor. The additives of Lignopol to bentonite suspension lead to the lowering of the structural-mechanical properties and the filtration index increases with small additives and decreases with the concentration increase. The drawback of Lignopol is the fact that at low negative temperatures the reagent loses mobility and becomes non-technological for the use in the Extreme North conditions.

The solutions of Bulcraz and XLC-1 reagents when mixed with the solutions of salts and acids look like not having cloudness and sedimentations' formation, remained the same after thermostating. Bulcraz reagent thickens the suspension of clay powder brand name PBMG (JSC "Keramzite") with the further modification by  $Na_2CO_3$  additives. Additives of XLC-1 in the small concentrations lead to the filtration index lowering and the increased reagent's additives lead to the reological suspension parameters' increase. Additives of Bulcraz and XLC-1 reagents cause an active foaming of the artificial clay solution as well as the natural one. A stable positive impact of Bulcraz and XLC-1 reagents upon the natural drilling fluid parameters has not been clearly seen. Nevertheless, all the investigated reagents (Lignopol, Bulcraz and XLC-1) in specific conditions of the wells' drilling may be rarely used in Noyabrsk oil and gas Western Siberia region.

**Ключевые слова:** реагент, разжижитель, глинистая суспензия, буровой раствор, структурно-механические свойства, показатель фильтрации, толщина глинистой корки, лигносульфонаты, полимер.

**Key words:** reagent diluent clay slurry, mud, structural and mechanical properties, the rate of filtration, filter cake thickness, lignosulfonates polymer.

Реагенты-разжижители предназначены для повышения подвижности тиксотропной промывочной жидкости путем разрушения ассоциаций глинистых частиц, вокруг которых создаются утолщенные гидратные оболочки. В буровой практике применяются разжижители как органической, так и неорганической природы. В Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири с этой целью в основном применялись лигносульфонаты и их производные,

полифенолы лесохимические и нитрилтриметиленфосфоновая кислота отечественного производства. Вместе с тем периодически в регион поступали зарубежные пробы реагентов-разжижителей для исследований и пробные партии для апробирования на нефтяных промыслах [1-8].

Вначале рассмотрим результаты исследований реагента Лигнопол в составе буровых растворов (БР). По информационным данным «БелНИПИнефть» (АО «Лесохимик») реагент Лигнопол – это анионоактивный синтетический сополимер акрилонитрила и лигносульфоната.

Лигнопол представляет из себя высоковязкую, подвижную, темно-коричневую жидкость с характерным запахом:

плотность	1210 кг/м <sup>3</sup> ;
pH	12,5;

содержание сухих веществ 37 %.

Реагент Лигнопол предназначен для регулирования фильтрационных и структурных свойств пресных, минерализованных и соленасыщенных буровых растворов.

**Полученные данные проведённых исследований:**

внешний вид - вязкая подвижная жидкость темно-коричневого цвета;  
вязкость - 176,11 сСт;  
плотность - 1222 кг/м<sup>3</sup>;  
морозоустойчивость - при температуре минус 13 °С реагент загустел до пастообразного состояния, подвижность не сохранилась.

**Таблица 1.** Влияние добавок реагента Лигнопол на основные свойства искусственно приготовленного бурового раствора

Состав раствора		Свойства раствора							
		УВ, с	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	К, мм	pH	$\eta$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа	СНС <sub>1/10</sub> , дПа
1.	Исх. – бентонитовая суспензия (БС)	20	1038	16	1,0	9,00	2	11	7/10
2.	Исх. + 0,05% Лигнопол	23	1038	30*	5,0	9,10	4	21	10/12
3.	Исх. + 0,1% Лигнопол	26	1038	24*	3,0	9,15	4	26	7/7
4.	Исх. + 0,3% Лигнопол	26	1038	12*	1,0	9,40	5	8	7/5
5.	Исх. + 0,5% Лигнопол	23	1038	9	0,5	9,75	4	6	0/0
6.	Исх. + 0,7% Лигнопол	28	1038	7,5	0,5	9,75	5	6	0/0
7.	Исх. + 1,0% Лигнопол	23	1038	8	0,5	9,95	5	5	0/0

Примечание: УВ – условная вязкость,  $\rho$  – плотность, ПФ – показатель фильтрации, К – толщина корки, pH – уровень водородного показателя,  $\eta$  – пластическая вязкость,  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, СНС<sub>1/10</sub> – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин,

\* - замеры показателя фильтрации проводили неоднократно.

**Таблица 2.** Влияние добавок реагентов ХЛС-1 и Булкраз на свойства искусственного и естественного бурового раствора

Состав раствора		Свойства раствора									
		УВ, с	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	К, мм	pH	$\eta$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	К <sub>лип.</sub> , градус	$\rho$ (после миксера), кг/м <sup>3</sup>
1.	Исх. – БС, приготовленная из ПБМВ (г. Серпухов)	25	1043	18	2,0	9,48	8	9	2/10	10	1041
2.	Исх. 1 + 0,1% ХЛС-1	25	1043	16	2,0	9,38	8	9	2/10	10	1048
3.	Исх. 1 + 0,5% ХЛС-1	25	1043	14	1,5	9,30	8	9	2/10	10	1010
4.	Исх. 1 + 2% ХЛС-1	29	1035	12	1,5	8,75	8	12	5/10	10	800
5.	Исх. 1 + 0,1% Булкраз	25	1043	18	2,0	9,29	8	9	2/10	10	1010
6.	Исх. 1 + 0,5% Булкраз	31	101	18	2,0	9,09	8	26	25/30	10	855
7.	Исх. 1 + 1% Булкраз	40	925	18	2,0	8,88	5	48	37/44	10	800
8.	Исх. 1 + 2% Булкраз	36	900	18	2,0	8,48	6	44	27/38	10	800
9.	БР со Средне-Итурского месторождения	26	1120	12	0,5	8,33	7	8	0/0	отс.	1120
10.	Исх. 9 + 0,1% ХЛС-1	26	1120	10,5	0,5	8,59	6	7	0/0	отс.	1103
11.	Исх. 9 + 0,5% ХЛС-1	26	1120	9	0,5	8,50	6	7	0/0	отс.	1083
12.	Исх. 9 + 1,0% ХЛС-1	29	1120	9	0,5	8,37	10	11	0/0	отс.	1078
13.	Исх. 9 + 2,0% ХЛС-1	33	1120	9	0,5	8,25	11	12	0/24	отс.	1069
14.	Исх. 9 + 0,1% Булкраз	24	1120	12	0,5	8,39	5	6	0/0	отс.	1090
15.	Исх. 9 + 0,5% Булкраз	22	1120	12	0,5	8,43	6	7	0/24	отс.	1043
16.	Исх. 9 + 2,0% Булкраз	22	1115	12	0,5	8,46	5	34	0/24	отс.	975

Примечание: К<sub>лип.</sub> – липкость глинистой корки

Растворимость реагента Лигнопол в растворах электролитов (соотношение 1:5):

- в воде – растворяется с образованием прозрачного раствора;

- в растворе NaCl ( $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$ ) и аминированном хлористом натрия – АХН ( $\rho = 1150 \text{ кг/м}^3$ ) – растворяется полностью с образованием прозрачного раствора;

- в растворе  $\text{CaCl}_2$  ( $\rho = 1205 \text{ кг/м}^3$ ) – растворяется, но по всему объему образуются хлопья, которые затем укрупняются и оседают на дно;

- в растворе  $\text{MgCl}_2$  ( $\rho = 1136 \text{ кг/м}^3$ ) – диспергируется по всему объему в виде мелких крупинок.

Полученные лабораторные данные обработки искусственно приготовленной бентонитовой суспензии (БС) добавкой Лигнопола приведены в таблице 1.

На основании проведенных исследований можно сделать следующее заключение. Установлена нестойкость Лигнопола к солям  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , но стабильность в растворах NaCl и АХН. При добавлении Лигнопола в бентонитовую суспензию раствор теряет свои структурно-механические свойства, уровень pH увеличивается, показатель фильтрации изменяется скачкообразно – от резкого увеличения при небольших добавках до уменьшения при увеличении концентрации Лигнопола. При понижении температуры ниже минус  $13^\circ\text{C}$  реагент теряет свои подвижные свойства и становится нетехнологичным для применения.

Перейдем к рассмотрению результатов исследований реагентов Булкраз и ХЛС-1. По рекламной информации реагенты:

Булкраз – высокомолекулярный полимер, получаемый на основе лигносульфоната и хлорида калия, является активным разжижителем буровых растворов с глинистыми и баритовыми утяжелителями. Рекомендации по первичной обработке: для пресных растворов в концентрации 1-2%, для сильноминерализованных – 3-5%.

ХЛС-1 – высокомолекулярный фенилпропано-вый полимер, получаемый из лигносульфоната, эффективно снижает фильтрацию пресных и минерализованных буровых растворов. В зависимости от способа введения в буровой раствор реагент может использоваться либо в качестве добавки только для понижения показателя фильтрации, либо ещё и для увеличения вязкости бурового раствора.

Рекомендации по первичной обработке:

- для пресных растворов – 1-2%;

- для минерализованных Ca, Mg растворов – 3-5%.

Проводили также исследования по изучению влияния добавок реагентов Булкраз и ХЛС-1 на бентонитовую суспензию и естественный (наработанный, намывной) буровой раствор (таблица 2).

Из-за отсутствия немодифицированного бентопорошка суспензия готовилась на глине марки ПБМГ АО «Керамзит», с дальнейшим модифицированием добавками  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ . Уровень pH такой суспензии достигает 9,5; тогда как в рекламном проспекте для обоих реагентов эффективный предел pH среды составляет 5-9, возможно по этой причине добавка Булкраза загущает суспензию. Добавки ХЛС-1 в концентрации до 0,5% незначительно снижают показатель фильтрации, а добавка 2% реагента приводит к повышению реологических параметров суспензии. Необходимо отметить, что добавки этих реагентов даже в небольших количествах вызывают активное вспенивание искусственного глинистого раствора. Контроль вспенивания проводился определением плотности растворов после минутного перемешивания на миксере «Воронеж».

Буровой раствор с естественной наработкой глин в скважине, был обработан на буровой реагентами Кем-Пас и Поликем Д. Уровень pH исходного раствора составлял 8,33, тем не менее, явно положительного влияния добавок реагентов Булкраз и ХЛС-1 на параметры раствора не отмечено. Реагент ХЛС-1 вызывает незначительное уменьшение показателя фильтрации с повышением реологических

#### Результаты исследований физико-химических свойств реагентов:

Показатель	Булкраз	ХЛС-1
1. Внешний вид	мелкий рассыпчатый порошок кремового цвета	мелкий рассыпчатый порошок коричневого цвета
2. Растворимость в воде	полная с образованием прозрачного желтого раствора	полная с образованием прозрачного коричневого р-ра
3. pH 1%-го водного раствора	6,323	8,114
4. Вязкость 1%-го водного раствора, сСт	1,419	1,419
5. Стойкость солевой агрессии при смешивании 3%-х растворов реагентов в соотношении 1:1 с растворами: KCl ( $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$ ) CaCl <sub>2</sub> ( $\rho = 1330 \text{ кг/м}^3$ ) АХН ( $\rho = 1175 \text{ кг/м}^3$ ) MgCl <sub>2</sub> ( $\rho = 1136 \text{ кг/м}^3$ ) NaCl ( $\rho = 1146 \text{ кг/м}^3$ ) HCl (т.и., 15%-я)	Смешиваются без помутнения и образования осадков. После термостатирования при $80^\circ\text{C}$ в течение 1 ч смеси остались без изменений	

свойств. Оба реагента вызывают вспенивание естественных глинистых растворов.

Реагенты Булкраз и ХЛС-1 могут найти лишь ограниченное применение в полимерглинистых растворах, используемых при бурении на промыслах Ноябрьского нефтегазового региона Западной Сибири.

### Выводы

Теоретически синтезированные лигносульфонатные полимерные реагенты должны быть одновременно разжижителями глинистых растворов и понизителями показателя фильтрации, но на практике не всё так однозначно.

Добавки Лигнопола в концентрации 0,5-1,0% приводят к надежному снижению структурно-механических свойств глинистой суспензии, а также показателя фильтрации и толщины глинистой корки.

Добавки реагента ХЛС-1 в концентрации 0,5-2,0% приводят к уменьшению показателя фильтрации искусственного и естественного глинистого раствора. При максимальной концентрации ХЛС-1 происходит также увеличение структурно-реологических свойств глинистых растворов. Добавки Булкраза в тех же концентрациях не влияли на изменение показателя фильтрации, но привели, наоборот, к увеличению структурно-реологических свойств искусственных и естественных глинистых растворов. Вместе с тем реагенты Булкраз и ХЛС-1 приводят к усиленному вспениванию глинистых растворов, что требует совместного применения с пеногасителем. Эти реагенты можно использовать для приготовления аэрированных растворов пониженной плотности.

### СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Химреагенты и материалы для буровых растворов /Н. А. Петров, Ш. Х. Сагдеев, А. И. Есипенко и др. М., 1997. Ч. 1. С. 64. Обзор. информ./ ВНИИОЭНГ)

2 Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов /Н. А. Петров, Ш. Х. Сагдеев, А. И. Есипенко и др. М., 1998. С. 32 (Обзор. информ./ ВНИИОЭНГ).

3 Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н. А. Петров, Б. С. Измухамбетов, Ф. А. Агзамов, Н. А. Ногаев; Под ред. Ф. А. Агзамова. СПб.: Недра, 2004. 408 с.

4 Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Н. А. Петров, В. Г. Султанов, И. Н. Давыдова, В. Г. Конесев; под ред. Проф. Г. В. Конесева. СПб.: ООО «Недра», 2007. 544 с.

5 Совершенствование технологии вскрытия полимиктовых коллекторов, освоения и ремонта нефтяных скважин: монография / Н. А. Петров, Р. А. Исмаков. Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. 433 с.

6 Петров Н. А., Исмаков Р. А., Давыдова И. Н. Зарубежные реагенты и буровые промывочные композиции: монография. Уфа: Издательство УГНТУ, 2015.- 332 с.

7 Петров Н. А., Исмаков Р. А., Давыдова И. Н. Материалы для пригото-

вления, утяжеления и обработки технологических растворов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. 416.

8 Исследование зарубежных лигносульфонатных реагентов – разжижителей буровых растворов / Н. А. Петров, И. Н. Давыдова, М. М. Акодис, Л. П. Комкова, О. Г. Мамаева // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. / УГНТУ. 2006. № 2. 9 сент. URL: [http://www.ogbus.ru/authors / Petrov N A / Petrov N A \\_ 5 . p d f .](http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_5.pdf) - (0420600005/0109) - 4/345 от 29.03.07.

### REFERENCES

1 Petrov N. A., Sagdeev Sh. H., Esipenko A. I. i dr. Chemicals and materials for drilling fluids. Moscow, 1997, Ch. 1. 64p. *Obzor. inform./ VNIIOJeNG* [in Russian].

2 Petrov N. A., Sagdeev Sh. H., Esipenko A. I. i dr. Regulation of basic and special properties of drilling fluids. Moscow, 1998, 32p. – (*Obzor. inform./VNIIOJeNG*). [in Russian].

3 Petrov N. A., Izmuhambetov B. S., Agzamov F. A., Nogaev N. A. Cationic surfactants – inhibitors are effective in technological processes of oil and gas industry /; Pod red. F. A. Agzamova. Saint-Petersburg, Nedra Publ. , 2004. 408 p. [in Russian].

4 Petrov N. A., Sultanov V. G., Davydova I. N., Konesev V. G. Improving the quality of primary and secondary tapping oil reservoirs; pod red. Prof. G. V. Koneseva. Saint-Petersburg, Nedra Publ, 2007. 544 p. [in Russian].

5 Petrov N. A., Ismakov R. A. Improving the technology of opening polymictic reservoirs, development and repair of oil wells: monograph. Ufa: RIC UGNTU, Publ, 2014. 433 p. [in Russian].

6 Petrov N. A., Ismakov R. A., Davydova I. N. Foreign chemicals and drilling mud composition: monografija. Ufa: Izdate'l'stvo UGNTU, Publ, 2015. 332 p. [in Russian].

7 Petrov N. A., Ismakov R. A., Davydova I. N. Materials for the preparation, weighting and processing of the technological solution. Ufa: Izd-vo UGNTU, Publ, 2015. 416. [in Russian].

8 Petrov N. A., Davydova I. N., Akodis M. M., Komkova L. P., Mamaeva O. G. [Study abroad lignosulfonate reagents, diluents drilling fluids]. *Neftegazovoe delo*, 2006. no. 2. (In Russ.) Available at: [http://www.ogbus.ru/authors /PetrovNA/PetrovNA\\_5.pdf](http://www.ogbus.ru/authors /PetrovNA/PetrovNA_5.pdf). - (0420600005/0109) - 4/345 от 29.03.07.

*Петров Н. А., д-р техн. наук, д-р хим. наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация*  
*N. A. Petrov, Doctor of Engineering Sciences, Doctor of Chemistry Sciences, Professor of the Chair «Oil and Gas Wells Drilling», FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation*  
*e-mail: napetroff@mail.ru*