

УДК 544.35+332.53:412

## Разработка и испытание полимерного бурового раствора на основе лигнопола при бурении скважин РУП ПО “Белоруснефть”

Л. А. БЕЛЯЕВА, О. В. ЯКУБЕНКО, Т. А. КОВАЛЁВА

### Введение

Рост технических показателей глубокого бурения на нефть и газ во многом зависит от организации промывки скважин, состава применяемых буровых растворов и их технологических свойств.

Буровой раствор, используемый в процессе бурения и промывке скважин, обеспечивает не только удаление из скважины выбуренной породы, но и выполняет одновременно ряд других функций. Несоответствие качества промывочной жидкости определённым требованиям осложняет бурение, вызывает аварии, на ликвидацию которых затрачивается значительное время и средства. Приготовление буровых растворов, обладающих необходимыми свойствами, и поддержание нужного качества в течение всего времени бурения является сложной и важной задачей. При бурении глубоких скважин этот процесс усложняется вследствие увеличения температуры. Обеспечение бурящихся скважин буровыми растворами с необходимыми свойствами – основная и важная задача, от решения которой в большой степени зависят результаты бурения. Высокие температуры, в свою очередь, обычно сопровождаются высоким пластовым давлением, заметно усложняющим технологию бурения и регулирование свойств бурового раствора. Каждый буровой раствор – это сложная система, обладающая рядом технологических свойств [1].

Под технологическими свойствами буровых растворов понимают влияние промывочных сред на бурение горных пород, фильтрационные процессы, очистку ствола, снижение сопротивлений движению бурильного инструмента при его контакте с глинистой коркой и стенками скважины, вскрытие и освоение коллекторов, содержащих нефть и газ.

Химическая обработка буровых растворов специальными реагентами обусловлена требованиями технологии проводки глубоких скважин. Эти требования, прежде всего, заключаются в нормировании вязкости, водоотдачи, структурно-механических показателей, плотности, влияние промывочных сред на буримость, вскрытие и освоение продуктивных пластов, термостойкость, доступность сырья, низкая себестоимость.

Задачей химической обработки буровых растворов является получение таких рецептур, которые обеспечили бы приготовление эффективных и дешёвых растворов для промывки скважин в сложных условиях бурения.

В последнее время как у нас в стране, так и за рубежом используют реагенты-стабилизаторы на полимерной основе, комплексный эффект от применения которых предопределяет широкую область их использования в самых разнообразных геологических условиях. Их эффективность доказана временем и простотой эксплуатации [2].

Целью настоящей работы явилось получение реагента – стабилизатора пресных, минерализованных и соленасыщенных буровых растворов – лигнопола, проведение испытаний бурового раствора на его основе при бурении скважин.

### Объекты и методы

Объектом исследования является полимерный реагент лигнопол, его модификации, влияние на буровой раствор различного состава, применяемый при бурении скважин № 93



«Золотухинская», № 19 «Южно-Александровская», № 8 «Западно-Александровская».

Для определения параметров бурового раствора использовались методы [3]:

1. Определение плотности ( $\rho$ ) бурового раствора – ареометр АГ – ЗПП.
2. Определение условной вязкости ( $T$ ) – вискозиметр ВБР-1.
3. Определение статистического напряжения сдвига (СНС) – ротационный вискозиметр ВСН – 3.
4. Определение фильтрации ( $\Phi$ ) – прибор ВМ – 6.
5. Определение толщины фильтрационной корки ( $K$ ) – линейка.
6. Определение рН – индикаторная бумага.
7. Определение температуры ( $^{\circ}\text{C}$ ) – термометр ТБР.
8. Определение посторонних твёрдых примесей – металлический отстойник ОМ – 2.

### Результаты исследования и их обсуждение

Для синтеза реагента лигнопол необходимо 4 компонента: полиакрилонитрил, лигносульфонаты технические, гидроксид натрия (каустическая сода), вода техническая.

В качестве акрилонитрилсодержащего продукта используется отход производства полиакрилонитрильного волокна (ПАН), выпускаемый Новополюцким ПО "Полимер". Физико-химические свойства отхода должны соответствовать нормам ТУ 613-020-3492-22-89.

В табл.1 приведены данные, показывающие влияние изменения рецептуры лигнопола на свойства обработанных глинистых буровых растворов.

Таблица 1.

Влияние изменения рецептуры лигнопола на свойства обработанного глинистого бурового раствора

| № опыта | Состав лигнопола, % сух. вещества |      |     | Время гидролиза, час | Параметры лигнопола        |                                 |      | Параметры обработанного глинистого бурового раствора |      |                                 |
|---------|-----------------------------------|------|-----|----------------------|----------------------------|---------------------------------|------|--|------|---------------------------------|
|         | ПАН (волоконно)                   | NaOH | ЛСТ |                      | $\rho$ , г/см <sup>3</sup> | $\Phi$ , см <sup>2</sup> /30мин | рН   | $\rho$ , г/см <sup>3</sup>                           | T, с | $\Phi$ , см <sup>3</sup> /30мин |
| 1       | 10                                | 6    | 3   | 14                   | 1,105                      | 10                              | 12   | 1,27   | 24   | 24                              |
| 2       | 10                                | 6    | 10  | 15                   | 1,11                       | 11                              | 12   | 1,27   | 22   | 22                              |
| 3       | 10                                | 6    | 15  | 17                   | 1,12                       | 15                              | 12   | 1,27   | 21   | 20                              |
| 4       | 7                                 | 5    | 28  | $\geq 20$            | -                          | -                               | -    | -  | -    | -                               |
| 5       | 7                                 | 7    | 28  | 7                    | 1,20                       | 13                              | 12   | 1,27   | 24   | 19                              |
| 6       | 5                                 | 4    | 28  | $\geq 20$            | -                          | -                               | -    | -  | -    | -                               |
| 7       | 5                                 | 5    | 28  | 17                   | 1,16                       | 14                              | 11,2 | 1,27   | 25   | 16                              |
| 8       | 5                                 | 7    | 28  | 8                    | 1,18                       | 10                              | 12,1 | 1,27   | 23   | 14                              |
| 9       | 5                                 | 10   | 28  | 6                    | 1,21                       | 3                               | 12,2 | 1,27   | 22   | 8                               |

Примечания: 1. Параметры исходного соленасыщенного раствора:

плотность – 1,27 г/см<sup>3</sup>,  
 вязкость – 21с,  
 фильтрация – 68 см<sup>3</sup>/30 мин,  
 СНС – 20/25 мг/см<sup>2</sup>.

2. Концентрация лигнопола составляет 5 %.

В опытах 1– (табл.1) в рецептурах с соотношением ПАН : NaOH = 1:0,6 показано действие увеличения концентрации ЛСТ от 3 до 15 % на характер гидролиза и качество реагента. Как видно из таблицы, время гидролиза реагента превышает 10 часов. Фильтрация реагентов и обработанных ими глинистых растворов выше 10 см<sup>3</sup> за 30мин. Причем с увеличением вводимого количества ЛСТ наблюдается тенденция к снижению этих показателей.



При уменьшении вводимого волокна и щелочи и увеличении количества ЛСТ отмечено, что оптимальной концентрацией лигносульфоната является 28 % на сухое вещество.

В опытах 4 и 6 таблицы, в которых приведены рецептуры с наименьшим содержанием щелочи по отношению к волокну, указано, что время гидролиза в таких случаях составляет более 20 часов. Это свидетельствует о том, что для нейтрализации лигносульфонатов, имеющих кислую среду, а также для полного гидролиза продуктов такое соотношение компонентов не приемлемо.

Наименьшее содержание волокна в рецептуре было определено в количестве 5 % на сухое вещество (опыты 6-9 табл. 1). С увеличением гидроксида натрия до 10 % время гидролиза снизилось до оптимального – 6 часов, фильтрация реагента доставила 3 см<sup>3</sup>/30мин, а фильтрация обработанного этим реагентом глинистого раствора достигла 8 см<sup>3</sup>/30мин.

Определив оптимальное соотношение ингредиентов в лигнополе (волокна-5 %, едкого натрия – 10 %, ЛСТ-28 % на сухое вещество), мы исследовали влияние режима ввода лигносульфоната в систему.

Были выбраны несколько временных показателей ввода: вместе со всеми компонентами, через 10, 20 мин, 1 час и 2 часа после начала гидролиза, а также в конце реакции. Составив все результаты, было определено, что наилучшим является одновременный ввод в систему всех компонентов.

Таким образом, были подобраны оптимальная рецептура реагента лигнопола и технология его приготовления.

Приготовление лигнопола осуществляется в аппарате, в котором на протяжении 5-7 часов может поддерживаться температура от 96 до 130°C. Предложена следующая рецептура:

Волокно – 5% – 25г

NaOH – 10% – 50г

ССБ (сульфит спиртовая барда) – 28% (сухого) – 280г

H<sub>2</sub>O – до V=500мл

Технология приготовления сводится к следующему. Готовится раствор каустической соды, исходя из объема аппарата. Аппарат загружается необходимым количеством волокна, добавляется расчетное количество раствора каустической соды и лигносульфоната технического, герметизируется и подогревается до температуры 96-98°C с периодическим перемешиванием. После двух часов отбирается проба реагента и измеряется вязкость. Вязкость 1%-го раствора реагента в пересчете на активное вещество не должна быть меньше 30 с. Обычно время приготовления реагента лигнопола колеблется в пределах 5-6 часов и во многом зависит от способности поддерживать необходимую температуру. Качество реагента определяется лабораторным путем.

Полимерный реагент лигнопол был разработан в институте БелНИПИнефть [4]. Он представляет собой продукт термической сополимеризации акрилового полимера с лигносульфонатами. Лигнопол может заменить реагенты на основе синтетических полимеров и обеспечивает снижение фильтрации пресных, минерализованных и соленасыщенных растворов. Лигнопол сочетается со всеми реагентами, применяемыми для обработки буровых растворов. Реагент лигнопол обладает высокой термической стойкостью, что даёт возможность обеспечивать стабилизацию буровых растворов при забойных температурах 170-180°C. По физико-химическим показателям лигнопол должен соответствовать следующим требованиям:

внешний вид – высоковязкая нерасслаивающаяся жидкость тёмно-коричневого цвета с характерным запахом;

массовая доля сухого вещества, % 35 – 45

реакция среды (рН), не менее 12

условная вязкость, с, не менее 45

Испытания проводились на скважинах № 93 «Золотухинской», № 19 «Южно-Александровской», № 8 «Западно-Александровской».



Изменения параметров бурового раствора на скважине № 93 «Золотухинская» представлены в таблице 2.

Таблица 2.

## Результаты испытания лигнопола на скважине № 93 «Золотухинская»

| Горизонт                                   | Параметры раствора         |      |                                 |       |                          |     | Обработка бурового раствора |
|--|----------------------------|------|---------------------------------|-------|--------------------------|-----|-----------------------------|
|  | $\rho$ , г/см <sup>3</sup> | T, с | $\Phi$ , см <sup>3</sup> /30мин | K, мм | СНС, мгс/см <sup>2</sup> | pH  |                             |
| Надсолевые отложения<br>Забой<br>700-1600м | 1,14                       | 36   | 10                              | 0,5   | –                        | –   | лигнопол                    |
|  | 1,15                       | 38   | 5                               | пл    | 30/84                    | 8,5 | – // –                      |
|  | 1,16                       | 24   | 8                               | 0,5   | 39/105                   | 7,5 | – // –                      |
|  | 1,18                       | 25   | 9                               | 1     | 30/78                    | 7,5 | – // –                      |
| Солевые отложения<br>Забой<br>2138-2977м   | 1,32                       | 50   | 8                               | 0,5   | 63/102                   | 7   | – // –                      |
|  | 1,34                       | 33   | 6                               | 0,5   | 3/9                      | 7   | – // –                      |
|  | 1,33                       | 24   | 8                               | 0,5   | 6/15                     | 7   | – // –                      |
|  | 1,31                       | 22   | 6,5                             | 0,5   | 6/18                     | 6,5 | – // –                      |
|  | 1,34                       | 30   | 6                               | 0,5   | 12/25                    | 7,5 | – // –                      |
| Подсолевые отложения<br>Забой 4632-4662м   | 1,19                       | 45   | 6,5                             | 1     | 19/28                    | 7   | – // –                      |
|  | 1,22                       | 75   | 7,5                             | 0,5   | 74/123                   | 7,5 | – // –                      |
|  | 1,18                       | 60   | 9                               | 1     | 33/177                   | 7,5 | – // –                      |
|  | 1,20                       | 50   | 10                              | 1     | 14/31                    | 7,5 | – // –                      |
|  | 1,20                       | 50   | 8                               | 1     | 18/28                    | 7   | – // –                      |

Все параметры бурового раствора, обработанного лигнополом, в процессе бурения скважины № 93 «Золотухинская» отвечают стандарту предприятия «Буровые растворы» [5] и подтверждают высокую стабилизирующую способность реагента лигнопола при обработке пресных, минерализованных, соленасыщенных буровых растворов. Испытания лигнопола в условиях бурения позволили оценить воздействие обработки и поддержание необходимого качества бурового раствора при бурении различных геологических горизонтах. Использование отхода производства для приготовления бурового раствора позволяет снизить материальные затраты.

## Выводы

1. Установлено, что на стабилизирующую способность лигнопола влияет соотношение и качество компонентов; что реагент высокого качества может быть получен при следующих условиях: ПАН:ЛСТ=1:5,6; концентрация NaOH – 0,3%; температура 98-130°C.
2. Результаты лабораторных исследований показали, что реагент лигнопол обладает высокой стабилизирующей способностью пресных, минерализованных, соленасыщенных буровых растворов в сравнении с другими реагентами.
3. Проведены испытания лигнопола при бурении скважин № 93 «Золотухинской», № 19 «Южно-Александровской», № 8 «Западно-Александровской» в различных интервалах. Результаты испытания подтвердили высокую стабилизирующую способность реагента при обработке буровых растворов.

**Abstract.** When chosen correctly, the drilling solution will have the composition and properties corresponding to the particular geotechnical conditions of drilling. This can minimize the possible disruption of rock's stability and help to avoid complications, as well as save materials and chemical agents used for drilling certain intervals. The possibilities of using the polymer-based drilling solution have been considered in the article. The solution's properties in different geological conditions have been shown. Examples of its introduction on the wells of "Belarusneft" have been given.

### Литература

1. С. Ю. Жуховицкий, *Промысловые жидкости в бурении*, Москва, Недра, 1976.
2. Я. А. Рязанов, *Справочник по буровым растворам*, Москва, Недра, 1979.
3. *Регламент на производство замеров показателей свойств буровым растворам при бурении и восстановлении скважин в ПО «Белоруснефть»*, Гомель, 1998.
4. Э. С. Синкевич, Т. М. Толкачева, И. В. Добродеева, *Новые материалы для буровых растворов*, Поиск и освоение нефтяных ресурсов РБ, 1, № 1 (1999), 280–319.
5. *Стандарт предприятия «Буровые растворы» СТП 39–25–2000*, Гомель, 2001.

Гомельский государственный  
университет им. Ф. Скорины

Поступило 30.03.05

РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ имени Ф. СКОРИНЫ