

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-29-36

УДК 622.24.063

**Ф.Н. Янгиров, Д.Р. Султанов, А.В. Чудновская** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Т.Д. Дихтырь** (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

## РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ ИНГИБИРОВАННОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ АКТИВНЫХ ГЛИН

**Farit N. Yangirov, Dinar R. Sultanov, Alena V. Chudnovskaya**  
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation),  
**Tatyana D. Dikhtyar** (Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological  
University, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

### INHIBITED SOLUTION RECIPE FOR ACTIVE CLAYS DRILLING

#### Введение

Актуальность исследования обусловлена необходимостью улучшения ингибирующей способности бурового раствора с целью сохранения устойчивости ствола скважины при разбуривании глинистых пород на Южно-Приобском месторождении.

#### Цели и задачи:

- исследование эффективности добавления в исследуемый буровой раствор ингибиторов набухания глин в различных концентрациях;
- исследование склонности к сальникообразованию буровых растворов, содержащих ингибиторы набухания глин.

#### Результаты

Проанализировано влияние различных ингибиторов набухания глин на глиноёмкость, показатель фильтрации и сальникообразование бурового раствора. Лабораторные исследования показали, что добавление в исследуемый буровой раствор различных ингибиторов набухания неизменно улучшало параметры данного раствора, а именно глиноёмкость, водоотдачу и устойчивость к образованию сальников.

#### Background

The relevance of the study is due to the need to improve the inhibitory ability of the drilling fluid in order to preserve the stability of the wellbore drilling clay rocks in the South Priobskoye field.

#### Aims and Objectives:

- study of the effectiveness of the addition of inhibitors of swelling of clays in various concentrations to the studied drilling fluid;
- study of the tendency to oily formation of drilling fluids containing clay swelling inhibitors.

#### Results

The effect of various inhibitors of clay swelling on clay content, filtration rate and oily formation of drilling mud was analyzed. Laboratory studies have shown that the addition of various swelling inhibitors to the test drilling fluid has consistently improved the parameters of this solution, namely: clay intensity, water loss and resistance to the formation of glands.

Более низкие показания показателя фильтрации и глиноемкости обеспечивает ввод в исходный буровой раствор реагента Ингибитор-2. Оптимальная концентрация данного реагента от общего объема раствора составляет 5 %.

Lower readings of the filtration index and clay intensity ensure that the Inhibitor-2 reagent is introduced into the initial drilling mud. The optimal concentration of this reagent in the total solution volume is 5 %.

---

**Ключевые слова:** буровой раствор, глины, устойчивость ствола скважины, сальникообразование, глиноемкость, ингибиторы набухания глин

**Key words:** drilling mud, clay, wellbore stability, oily formation, clay intensity, clay swelling inhibitors

---

### *Введение*

Успех бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ при высокой скорости бурения и качественное вскрытие продуктивного пласта. Применение буровых растворов с регулируемыми свойствами оправданно требует значительных средств, зато экономит затраты времени на работы, связанные с осложнениями, проработками и промывками, авариями, длительностью и результатами освоения. Поэтому проводится много исследований в области разработки как рецептур буровых растворов, так и реагентов многофункционального действия [1-4.]

Большинство осложнений на Южно-Приобском месторождении обусловлено наличием в разрезе высококоллоидальных глин, хорошо гидратирующихся и легко диспергирующихся глинистых сланцев, что приводит к загустеванию раствора, сальникообразованию и нарушению устойчивости ствола скважины. Поэтому при бурении данных интервалов необходимо применение ингибиторов глин и глинистых сланцев.

Ингибирование набухания глин достигается различными путями, но наиболее распространенным является уменьшение поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимся. Причинами протекания кати-

онного обмена являются такие процессы, как нарушение связей на краях алюмокремниевых групп и замещение [5]. При этом гидрофильность глины поддерживается на таком уровне, чтобы обеспечить агрегативную и кинетическую устойчивости системы бурового раствора.

Такие дисперсные системы снижают чувствительность глинистых дисперсий к воздействию электролитов, пластовых вод, содержанию твердой фазы; увеличивается глиноемкость систем.

### *Ингибиторы набухания глин, используемые для исследований*

Хлорид калия (KCl) представляет собой малокристаллический светлый порошок с  $\rho = 1,98 \text{ г/см}^3$  в соответствии с ГОСТ 4568-95 и ТУ 2152-018-00203944-95 и применяется в качестве основного носителя иона калия  $\text{K}^+$  в калиевых буровых растворах. Механизм повышения устойчивости глин заключается в том, что KCl при температуре до 45 °С проявляет отрицательную гидратацию, предупреждая набухание глин и повышая подвижность молекул воды, увеличивая тем самым проникающую способность малого размера иона  $\text{K}^+$ , который связывает элементарные частицы монтмориллонита между собой, предотвращая их гидратацию.

Жидкое стекло натриево-силикатное ( $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ ) относится к гидролитическим щелочам и предназначено для предупреждения набуха-

ния и гидратации, особенно кальциевых глин, так как фильтрат бурового раствора оказывает крепящее действие, возрастающее с увеличением концентрации жидкого стекла (до 5 %). Это объясняется его взаимодействием с обменным кальцием глин с образованием кальцисиликатного цемента. Добавка жидкого стекла 2-5 % увеличивает коллоидность глин за счет обогащения их силикатами, повышает термостойкость растворов обработанных КМЦ до 180 °С и является сильным структурообразователем, поэтому оно используется при ликвидации поглощений в составе быстросхватывающихся смесей.

Стекло натриевое порошкообразное - белый мелкокристаллический порошок без видимых включений, представляет собой жидкое стекло в виде порошка. Применяется для производства комбинированных силикатных реагентов многофункционального действия для приготовления и обработки буровых растворов при нефте- и газодобыче, а также при выполнении ремонтных и гидроизоляционных работ на нефтяных скважинах.

Метасиликат натрия пятиводный ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ ) представляет собой натриевую соль метакремниевой кислоты и является гидратированным силикатом натрия. Хорошо растворим в холодной воде, концентрированные растворы образуют коллоидный раствор «жидкое стекло» гидрозоль  $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ . Водные растворы метасиликата натрия имеют сильнощелочную реакцию и по своим химическим свойствам идентичны растворам щелочей.

БИО ХХ - органический ингибитор глин и глинистых сланцев, эффективно подавляет процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев, предотвращает дальнейшее диспергирование выбуренного глинистого шлама, помогает снизить сальникообразование на элементах КНБК и зашламование долота. БИО ХХ действует по механизму замещения катиона  $\text{Na}^+$  на четвертичный атом азота. Реагент может быть использован во всех типах буровых растворов на водной основе [5].

Ингибитор 1 - маловязкая жидкость темно-коричневого цвета, растворимая в воде. Смесь гликолей (моноэтиленгликоля, ди-

этиленгликоля, триэтиленгликоля), термостабилизированная добавками. Применяется в качестве гидрофобизирующей добавки, предотвращающей диспергирование, гидратацию и переход глин в буровой раствор и обеспечивающей вследствие этого сохранение хороших реологических свойств раствора при бурении в отложениях глин на материке и прибрежном морском шельфе.

Ингибитор 2 - полимер акрилового ряда, представляет собой маловязкую жидкость темно-коричневого цвета, растворимую в воде. Применяется в качестве стабилизатора глинистых сланцев.

*Исследование глиноемкости исследуемых буровых растворов, содержащих различные ингибиторы набухания глин*

В качестве исходного бурового раствора для проведения опытов использовался биополимерный утяжеленный раствор плотностью  $1,26 \text{ г/см}^3$  следующего состава:

- каустическая сода - 0,01 %;
- кальцинированная сода - 0,05 %;
- ксантановая смола - 0,5 %;
- крахмал модифицированный - 1,5 %;
- мел - 32 %.

Оценка ингибирующей способности исследуемого раствора с применением вышеуказанных ингибиторов, вводимых в различных концентрациях, проводилась по изменению глиноемкости растворов.

Глиноемкость представляет собой максимальное содержание глинистой фазы (в % или  $\text{кг/м}^3$ ), при котором буровой раствор сохраняет заданную консистенцию. Этот показатель характеризует коллоидальность глины и эффективность химической обработки, является одним из важнейших критериев разжижения глинистого раствора.

Глиноемкость оценивают путем ввода в приготовленный буровой раствор порций бентонитового глинопорошка в массовом количестве 1-5 % от объема раствора, дополнительного перемешивания в течение 10-20 мин и последующего замера реологических параметров.

Полученная в результате обработки повышенная глиноемкость - весьма ценное

свойство раствора. Такой раствор, обогащаясь выбуренной породой, более длительное время сохраняет постоянство структурно-механических свойств. Наличие структуры бурового раствора обуславливает его способность удерживать шлам, утяжелитель и газ во взвешенном состоянии. С увеличением статического напряжения сдвига улучшается удерживающая способность раствора. Однако при этом растут и гидравлические сопротивления в циркуляционной системе, что может вызвать гидроразрыв пластов и поглощение раствора как при пуске буровых насосов, так и в процессе их работы.

Реологические параметры характеризуются пластической вязкостью ( $\eta$ ), динамическим напряжением сдвига ( $\tau_0$ ), а также статическим напряжением сдвига по прошествии 1 и 10 мин соответственно ( $\theta_{1/10}$ ). Эти параметры определяются расчетным путем с использованием результатов измерений, полученных на вискозиметре сдвиговых напряжений ВСН-3. В ходе исследований проведены замеры реологических параметров исходного раствора и при содержании в нем бентонита 1 %, 2 %, 3 %, 4 %, 5 % от объема раствора.

Аналогичные опыты произведены с исходным буровым раствором, содержащим различные концентрации (4 %, 5 %, 6 %) вышеуказанных ингибиторов набухания глин.

Полученные данные показали, что исходный раствор быстро загущается при увеличении в нем концентрации глинопорошка, параметры начинают значительно превышать проектные, и система становится нетекучей. Поэтому с целью сохранения постоянства структурно-механических свойств в буровой раствор необходимо вводить ингибиторы набухания глин.

Исследования сравнительной характеристики глиноемкости растворов, содержащих ингибиторы глин, проводились на скорости 200 об/мин, так как при высоких концентрациях бентонита и при больших скоростях сдвига угол закручивания прибора превышает 280 (максимальный показатель поворота шкалы).

При данной частоте вращения прибора отчетливо прослеживается изменение структурно-механических свойств раствора. Полученные результаты исследований буровых растворов представлены на рисунке 1.

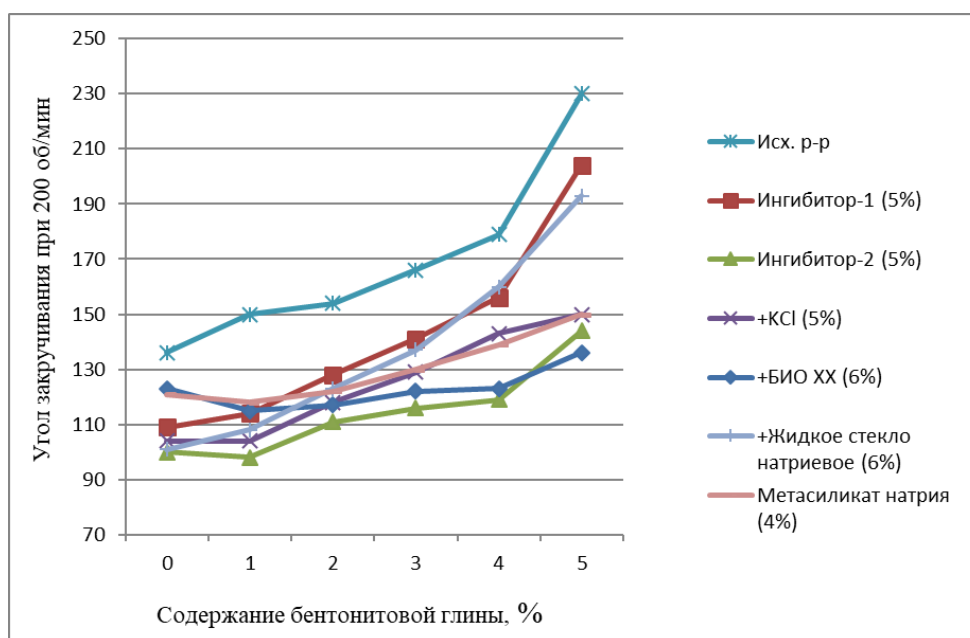


Рисунок 1. Сравнительная характеристика глиноемкости буровых растворов, содержащих ингибиторы глинистых сланцев

Из рисунка 1 видно, что исходный раствор обладает значительно более низкой глиноемкостью по сравнению с ингибированными буровыми растворами. Наилучшие показатели имеют буровые растворы с содержанием БИО ХХ (6 %), Ингибитора-2 (5 %), хлорида калия (5 %) и метасиликата натрия пятиводного (4 %).

Буровой раствор с Ингибитором-2 показывает более стабильные показания реологических свойств в процессе наработки глин по сравнению с раствором, содержащим другие ингибирующие добавки.

При увеличении концентрации бентонитового глинопорошка до 5 % примерно одинаковые реологические параметры имеют растворы с использованием Ингибитора-2 и БИО ХХ, а также растворы, содержащие КСl и метасиликат натрия. Буровой раствор с Ингибитором-2 обладает более высокой глиноемкостью.

*Исследование возможности  
сальникообразования при применении  
буровых растворов, содержащих ингибиторы  
глинистых сланцев*

Помимо проведения сравнительной характеристики глиноемкости буровых растворов с использованием различных ингибиторов набухания глин определены показатели фильтрации и исследована склонность к сальникообразованию ингибированных растворов с содержанием Ингибитора-2, БИО ХХ, хлорида калия различных концентраций и исходного бурового раствора.

Показатель фильтрации - величина, определяемая объемом дисперсионной среды, отфильтрованной за 30 мин при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади, измеряется в см<sup>3</sup>/30 мин. Показатель фильтрации кос-

венно характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины. С ростом фильтрации, особенно при промывке раствором на водной основе, часто ухудшается качество вскрытия продуктивных пластов, повышается интенсивность обвалообразования в глинах, аргиллитах, сланцах, увеличивается толщина фильтрационной корки, что сопровождается сальникообразованиями, затяжками и повышает вероятность прихвата бурильной колонны и приборов в скважине. Величина показателя фильтрации измерена при обычной температуре с помощью прибора ВМ-6.

В таблице 1 представлены значения показателей фильтрации исходного бурового раствора, ингибированных растворов с содержанием Ингибитора-2, БИО ХХ и хлорида калия в различных концентрациях.

Из результатов исследований видно, что ингибитор БИО ХХ не влияет на показатель фильтрации, а ингибиторы КСl и Ингибитор-2 оказывают приблизительно одинаковое влияние на водоотдачу раствора. Таким образом, по итогам данного испытания наиболее предпочтительными являются Ингибитор-2 и хлорид калия, так как они понижают показатель фильтрации.

Для теста на сальникообразование применялся универсальный шейкер LS-120 (рисунок 2). Исследование проводилось в течение 12 ч. В емкость (бутылка небольших размеров с маленьким диаметром, имитирующая скважину), содержащую исследуемый буровой раствор, помещали стальной стержень и частицы набухающего шлама. Емкость закрывали и перемешивали на специальном перемешивающем устройстве при определенной температуре необходимый промежуток времени. Перед началом испытания стержень взвешивался на лабораторных весах.

**Таблица 1.** Показатели фильтрации исходного раствора и ингибированных растворов

Содержание ингибитора, %	Исходный раствор, см <sup>3</sup> /30 мин	БИО ХХ, см <sup>3</sup> /30 мин	Ингибитор-2, см <sup>3</sup> /30 мин	КСl, см <sup>3</sup> /30 мин
4	7	7	6	7,0
5	7	7	5,5	6,0
6	7	7	5,5	5,5



Рисунок 2. Универсальный шейкер LS-120 (ЛАБ-ПУ-02)

По прохождению положенного количества времени стержень извлекался и повторно взвешивался. Количество прилипшего к стержню шлама находилось по формуле:

$$K = \frac{m_m - m_c}{m_m} \cdot 100\%$$

где  $K$  - количество прилипшего к стержню шлама, %;

$m_c$  - масса сухого стержня, г;

$m_m$  - масса мокрого стержня, г.

Чем больше процент шлама, прилипшего к стержню, тем выше склонность раствора к образованию сальников.

Результаты испытаний приведены в таблице 2.

Результаты испытаний всех четырех ингибиторов глины можно считать соразмерными, но наименьший процент шлама, прилипшего к стержню, обеспечивает буровой раствор, имеющий в своем составе БИО ХХ (6 %).

Таблица 2. Результаты теста на сальникообразование

Показатели	Исходный раствор	БИО ХХ	Ингибитор-2	KCl	Метасиликат натрия
$m_c$ , г	10,47	10,47	10,49	10,48	10,48
$m_m$ , г	12,23	11,64	11,84	11,75	11,84
$K$ , %	14,39	10,05	11,40	10,81	11,49

### Вывод

В современных условиях для безаварийной проводки скважин и предупреждения осложнений задача управления качеством буровых растворов состоит в том, чтобы в сочетании с горно-геологическими условиями и гидравлической программой бурения поддерживать их требуемые структурно-реологические, фильтрационные и антиприхватные свойства при минимальном содержании твёрдой фазы и заданном уровне ингибирования, термосолестойкости и осмотической активности.

В данной работе приведены результаты влияния различных ингибиторов набухания глин на глиноёмкость, показатель фильтра-

ции и сальникообразование исследуемого бурового раствора.

Как показали лабораторные исследования, добавление в буровой раствор ингибитора глин улучшало его глиноёмкость, водоотдачу и устойчивость к образованию сальников по сравнению с исходным буровым раствором. Более низкие значения показателя фильтрации и глиноёмкости обеспечивает ввод в исходный буровой раствор ингибитора набухания глинистых сланцев Ингибитор-2. При этом данный ингибитор обеспечивает на 26 % снижение возможности сальникообразования при его вводе в раствор. Наиболее оптимальная концентрация данного реагента от общего объема раствора составляет 5 %.

### Список литературы

1. Пат. 2589782 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Реагент комплексного действия для буровых промывочных жидкостей на водной основе / Исмаков Р.А., Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Матюшин В.П., Асфандиаров Л.Х., Фролов А.М., Бакиров Д.Л. 2015115444/03; заявл. 23.04.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. 23.04.2015.
2. Пат. 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтырь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р. 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. 19.
3. Тептерева Г.А., Конесев Г.В., Исмаков Р.А., Кантор Е.А., Дихтырь Т.Д. Получение буровых реагентов модификацией нейтрально-сульфитных щелоков фосфоновыми соединениями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 9. С. 94-101.
4. Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Дихтырь Т.Д., Логинова М.Е., Чудновская А.В., Шмагель М.А. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 1 (111). С. 61-68.
5. Нефтегазовое дело: в 6 т. / Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Исмаков Р.А., Комлева С.Ф., Конесев Г.В., Левинсон Л.М., Попов А.Н., Сакаев Р.М., Санников Р.Х., Соловьев А.Я., Трушкин Б.Н., Чуктуров Г.К., Янгиров Ф.Н. СПб., 2012. Т. 2: Бурение нефтяных и газовых скважин.
6. Ингибиторы набухания глин и сланцев. URL: burintekh.ru/products/bioxx.
7. Загидуллин Ю.И., Тептерева Г.А., Дихтырь Т.Д. Защитное действие кремниевых композиционных добавок на скорость набухания глины в буровых растворах // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017: сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф.: в 2 т. 2017. С. 245-249.

### References

1. Ismakov R.A., Yangirov F.N., Yakhin A.R., Matyushin V.P., Asfandiarov L.Kh., Frolov A.M., Bakirov D.L. *Reagent kompleksnogo deistviya dlya burovyykh promyvochnyykh zhidkostey na vodnoi osnove* [Reagent of Complex Action for Drilling Water-Based Drilling Fluids]. Patent PF, No. 2589782, 2015. [in Russian].
2. Konesev V.G., Yangirov F.N., Dikhtyar' T.D., Ibatullin D.F., Salikhov I.F., Yakhin A.R. *Burovoi kompleksnyi reagent dlya promyvochnyykh zhidkostey na vodnoi osnove* [Preparation of Complex Reagent for Water-Based Flushing Fluids]. Patent RF, No. 2590254, 2015. [in Russian].
3. Teptereva G.A., Konesev G.V., Ismakov R.A., Kantor E.A., Dikhtyar' T.D. Poluchenie burovyykh reagentov modifikatsiei neutral'no-sul'fitnykh shchelokov fosfonovymi soedineniyami [Preparation of Drilling Reagents by Modification of Neutral Sulfite Liquor by Phosphonic Compounds]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov - Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, Vol. 328, No. 9, pp. 94-101. [in Russian].
4. Yangirov F.N., Yakhin A.R., Dikhtyar' T.D., Loginova M.E., Chudnovskaya A.V., Shmagel M.A. Issledovanie poverkhnostno-aktivnykh veshchestv, primenyaemykh pri bureanii skvazhin [Investigation of Surfactants Used in Drilling Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Vol. 1 (111), pp. 61-68. [in Russian].
5. Agzamov F.A., Akbulatov T.O., Ismakov R.A., Komleva S.F., Konesev G.V., Levinson L.M., Popov A.N., Sakaev R.M., Sannikov R.Kh., Solov'ev A.Ya., Trushkin B.N., Chukturev G.K., Yangirov F.N. *Neftgazovoe delo. Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Oil and Gas Business. Drilling of Oil and Gas Wells]. Saint-Petersburg, UGNTU Publ., 2012, Vol. 2, 428 p. [in Russian].

8. Петров Н.А., Янгиров Ф.Н., Давыдова И.Н. Исследование отечественных и зарубежных смазочных добавок буровых растворов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 5. С. 150-171.

6. *Inhibitory nabukhaniya glin i slantsev* [Inhibitors of Clay and Shale Swelling] Available at: burintekh.ru/products/bioxx [in Russian].

7. Zagidullin Yu.I., Teptereva G.A., Dikhtyar' T.D. Zashchitnoe deistvie kremnievykh kompozitsionnykh dobavok na skorost' nabukhaniya gliny v burovyykh rastvorakh [Protective Effect of Silicon Composite Additives on the Rate of Clay Swelling in Drilling Fluids]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele - 2017»* [Materials of the International Scientific and Technical Conference «Modern Technologies in the Oil and Gas Business - 2017»], 2017, pp. 245-249. [in Russian].

8. Petrov N.A., Yangirov F.N., Davydova I.N. Issledovanie otechestvennykh i zarubezhnykh smazochnykh dobavok burovyykh rastvorov [Domestic and Foreign Studies Lubricants Additives Drilling Mud]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2015. No. 5, pp. 150-171. [in Russian].

#### Авторы

• Янгиров Фарит Наилович, канд. техн. наук  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых  
скважин»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
тел. (347) 260-98-84  
e-mail: bngs-ufa@mail.ru

• Султанов Динар Ризифович, канд. техн. наук  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых  
скважин»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: 9406622@mail.ru

• Чудновская Алена Вадимовна  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых  
скважин»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: alena-box@mail.ru

• Дихтьяр Татьяна Дмитриевна, канд. техн. наук  
Филиал Уфимского государственного нефтяного  
технического университета в г. Октябрьском  
Доцент кафедры «Разведка и разработка  
нефтяных и газовых месторождений»  
Российская Федерация, 452607, Республика  
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а  
e-mail: dihttd@gmail.com

#### The Authors

• Yangirov Farit N., Candidate of Engineering  
Sciences  
Ufa State Petroleum Technological University  
Assistant Professor of Oil and Gas Well  
Drilling Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
tel: (347) 260-98-84  
e-mail: bngs-ufa@mail.ru

• Sultanov Dinar R., Candidate of Engineering  
Sciences  
Ufa State Petroleum Technological University  
Assistant Professor of Oil and Gas Well  
Drilling Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: 9406622@mail.ru

• Chudnovskaya Alena V.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Post-graduate Student of Oil and Gas Well  
Drilling Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: alena-box@mail.ru

• Dikhtyar Tatiana D., Candidate of Engineering  
Sciences  
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum  
Technological University  
Assistant Professor of Exploration and Exploitation  
of Oil and Gas Fields Department  
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic  
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation  
e-mail: dihttd@gmail.com