

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.128-139>

EDN CTDJPM

УДК 622.243.1

## Разработка состава ингибирующего раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах

<sup>1</sup>Гаймалетдинова Г.Л., <sup>1</sup>Мулюков Р.А., <sup>1</sup>Исмаков Р.А., <sup>2</sup>Ситнов С.А.

<sup>1</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>2</sup>Казанский федеральный университет, Казань, Россия

## Development of an inhibiting drilling fluid composition for drilling wells in unstable clay rocks

<sup>1</sup>G.L. Gaymaletdinova, <sup>1</sup>R.A. Mulyukov, <sup>1</sup>R.A. Ismakov, <sup>2</sup>S.A. Sitnov

<sup>1</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

<sup>2</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russia

E-mail: [ggaymaletdinova@mail.ru](mailto:ggaymaletdinova@mail.ru)

**Аннотация.** В статье представлены результаты лабораторных исследований ингибирующего биополимерного бурового раствора с добавлением реагента комплексного действия Девон-2л на набухаемость глинистой фазы при прохождении аргиллитов Шарканского месторождения. Положительный результат проведения опытно-промышленных испытаний реагента подтверждает эффективность разработанного реагента Девон-2л, способного обеспечить стабильность стенок скважины, снизить солеобразование и повысить смазывающую способность бурового раствора, что способствует созданию нагрузки на долото.

**Ключевые слова:** реагент Девон-2л, ингибирующий буровой раствор, прихватопасность, набухание глин

**Для цитирования:** Гаймалетдинова Г.Л., Мулюков Р.А., Исмаков Р.А., Ситнов С.А., Разработка состава ингибирующего раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.128-139. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.128-139>. - EDN CTDJPM

**Abstract.** The article presents the results of laboratory research of inhibiting biopolymer drilling mud with the addition of the complex reagent Devon-2l on the swelling of the clay phase when passing through the argillites of the Sharkansky field. Positive result of pilot tests of the reagent confirms the efficiency of the developed reagent Devon-2l, which is able

to provide stability of the borehole walls, to reduce sealing and increase lubricating ability of the drilling mud, which contributes to creation of load on the drill bit.

**Key words:** *Devon-2L reagent, inhibiting drilling mud, sticking coefficient, clay swelling*

**For citation:** G.L. Gaymaletdinova, R.A. Mulyukov, R.A. Ismakov, S.A. Sitnov Razrabotka sostava ingibiruyushchego rastvora dlya bureniya skvazhin v neustoychivyykh glinistykh poro-dakh [Development of an inhibiting drilling fluid composition for drilling wells in unstable clay rocks]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 128-139. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.128-139>. EDN CTDJPM (in Russian)

## Введение

Одним из перспективных способов освоения запасов нефти и газа является бурение скважин в продуктивной части залежи стволов большой протяженности, что требует обеспечения устойчивости стенок выработки и доведения нагрузки на долото, качественного и своевременного выноса шлама, предотвращения затяжек и прихватов бурильных колонн.

При этом вскрытие залежи и бурение в ней с сохранением естественных фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного горизонта является ключевым этапом обеспечения последующей эффективности добычи углеводородов. Важнейшая роль при этом принадлежит буровым промывочным жидкостям (БПЖ). Улучшение качества БПЖ в настоящее время достигается за счет улучшения ингибирующей, смазочной, коррозионной и гидрофобизирующей способности применяемых специальных реагентов.

Одно из наиболее распространенных осложнений при бурении скважин - потеря устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, часто приводит к отклонению от номинального размера сечения ствола скважины. Одной из причин осложнений является набухание глинистых пород за счет их гидратации, связанной влагопереносом в системе «буровой раствор-порода». Как правило, процесс гидратации глинистых горных пород, в свою очередь, разделяют на две стадии: адсорбционное набухание и осмотическое [1]. Первая стадия набухания глинистых пород связана с поглощением влаги в результате действия адсорбционных сил (Радс). Оче-

видно, что нейтрализация Раде создает условия для повышения устойчивости глинистых пород. В условиях скважины буровой раствор контактирует с поверхностью стенки, сложенной глинистой породой, что ведет к проникновению воды, поглощению растворенных веществ, ионообменным процессам и другим реакциям. Согласно исследованиям [1;2], чтобы предотвратить гидратационное разупрочнение необходимо на стенках скважины между раствором и глинистой коркой создать искусственную полупроницаемую мембрану.

Для предотвращения набухания и диспергирования частиц глинистых пород используют следующие ингибиторы: неорганические соли (KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub>, и т.п.) и высокомолекулярные полимеры [3]. Основным фактором, ограничивающим применение хлорида калия, является неспособность предотвращать проникновение фильтрата бурового раствора в структуру породы. По исследованиям приведенным в [4] раствор хлорида натрия самостоятельно не способен обеспечить оптимальные параметры раствора, более эффективно использовать NaCl в сочетании с реагентами (например, силикатами) в целях дегидратации глинистых пород.

Исследования влияния буровых растворов на формирование полупроницаемой мембраны на поверхности глинистых пород, проведенные Глебовым В.А.[4-6] показали, что реагенты стабилизаторы не обеспечивают формирование мембран, непроницаемых для ионов электролитов.

Одним из путей получения полупроницаемой мембраны при контакте с глинистой породой, является использование органических неэлектролитов. В качестве неэлектролитов выступают аминспирты (диэтаноламин, триэтаноламин). В нормальных условиях они существуют в жидком виде и гидрофильны. Поэтому при контакте глин с водными растворами данных соединений, взаимодействие будет происходить уже с гидратированными молекулами соединений, которые встраиваются в гидратированную силикатную оболочку глины, блокируя ее поверхность при поступлении мономеров воды.

Среди подобных реагентов наибольшую эффективность в нефтяной и газовой промышленности показали различные соединения композиций низкомолекулярных гликолей (моноэтиленгликоля, диэтиленгликоля, триэтиленгликоля), амиды, фосфолипиды.

Для примера, реагент марки Девон-2Л, включающий в основе жирные кислоты триглицеридов растительных масел, фосфолипиды и гликоли применяется в качестве гидрофобизирующей добавки, предотвращающей диспергирование и набухание глин [3-4]. Химическая структура молекул гликолей позволяет им адсорбироваться на активных участках поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов [4].

Успешность бурения скважин, как известно, в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, позволяющих обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ. Для предупреждения осложнений [7-10] качество буровых промывочных жидкостей должно соответствовать требованиям, регламентируемым проектной документацией, геолого-техническим нарядом и программой промывки. При этом фильтрационные, структурно-реологические и антиприхватные свойства буровых растворов должны сочетаться с минимальным содержанием твердой фазы в них и с заданным уровнем их ингибирования и солестойкости.

### **Результаты лабораторных исследований**

В последние годы при строительстве скважин на месторождениях положительно зарекомендовали себя следующие органические ингибиторы глинистых пород: комплексный реагент СНПХ ПКД-515, гидрофобизаторы производства НИИПАВ Волгодонск ДОН-А, ДОН-Б и т.д.

Нами был разработан комплексный реагент Девон-2л [11], представляющий собой высокоэффективную композицию триглицеридов жирных кислот с модифицирующими добавками. Лабораторные исследования реагента по влиянию на набухание глины показали высокий уровень ингиби-

рования. При совместном использовании  $KCl$ ,  $CaCl_2$  и реагента Девон-2л имеет место видимый синергетический эффект.

По результатам дополнительных исследований разработан новый состав бурового раствора включающий: водную фазу, минерализованную хлоридом калия и кальция, полисахаридный полимер, структурообразователь - биополимер ксантанового типа, карбонатный утяжелитель, пеногаситель и реагент комплексного действия «Девон-2л». При необходимости, повышение реологических характеристик и утяжеление раствора достигается, как увеличением доли минерализованной дисперсной фазы, так и введением в раствор твердых дисперсных наполнителей (мел, барит, мраморная крошка и др.).

В табл. 1 приведены параметры разработанной буровой промышленной жидкости (БПЖ).

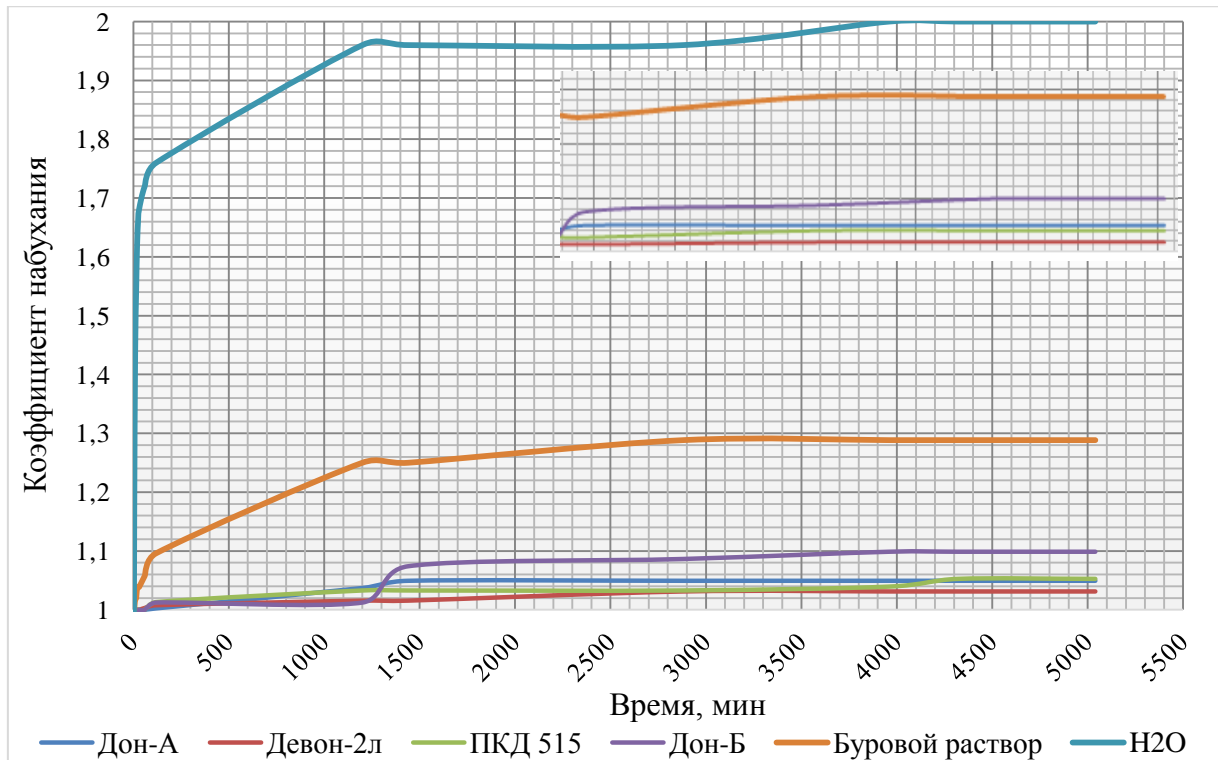
Таблица 1

*Параметры разработанных растворов*

Параметры раствора при 20 °С					
Образец смазочной добавки	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа	СНС, дПа	
				10сек	10мин
Исходная БПЖ	7	32	124	24	34
БПЖ с добавкой 1% Девон-2л	2	23	162	77	101
БПЖ с добавкой 1% ПКД-515	3-4	22	124	38	48
БПЖ с добавкой 1% Дон-А	4-5	17	86	48	67
БПЖ с добавкой 1% Дон-Б	5	18	88	48	57

Степень набухания образцов с глинопорошком определялась в пресной воде, а также в ингибированном буровом растворе - добавлением реагентов: ИБР + испытуемый реагент Девон – 2л; ИБР + ДОН-Б; ИБР + ДОН-А; ИБР + ПКД-515.

Результаты выполненных экспериментов по оценке набухания [12] глин Куганакского бентонита, марки ПБМА 840 (ТУ 39-0147001-105-93), ПБМА 659 и образцов аргиллитов Шарканского месторождения [13-15], а также в различных средах в течение 72 часов приведены на рис. 1.

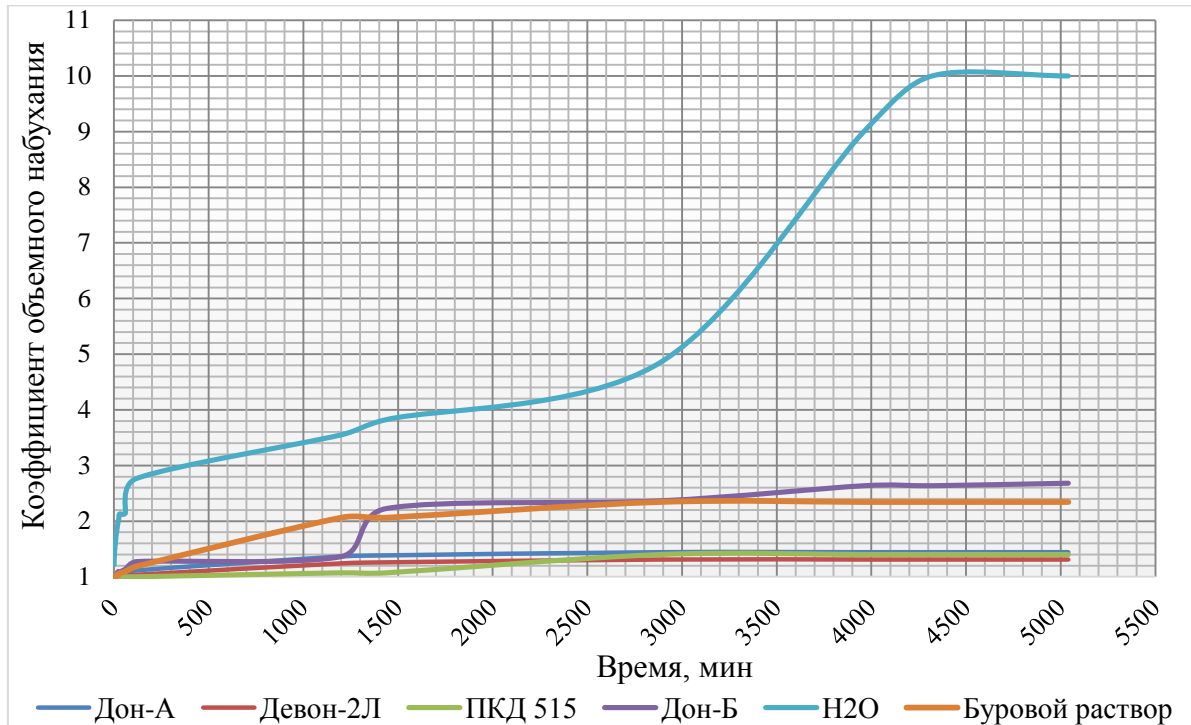


**Рис. 1. Кинетика набухания Куганакского глинопорошка в воде, а также в различных средах в течение 72 часов**

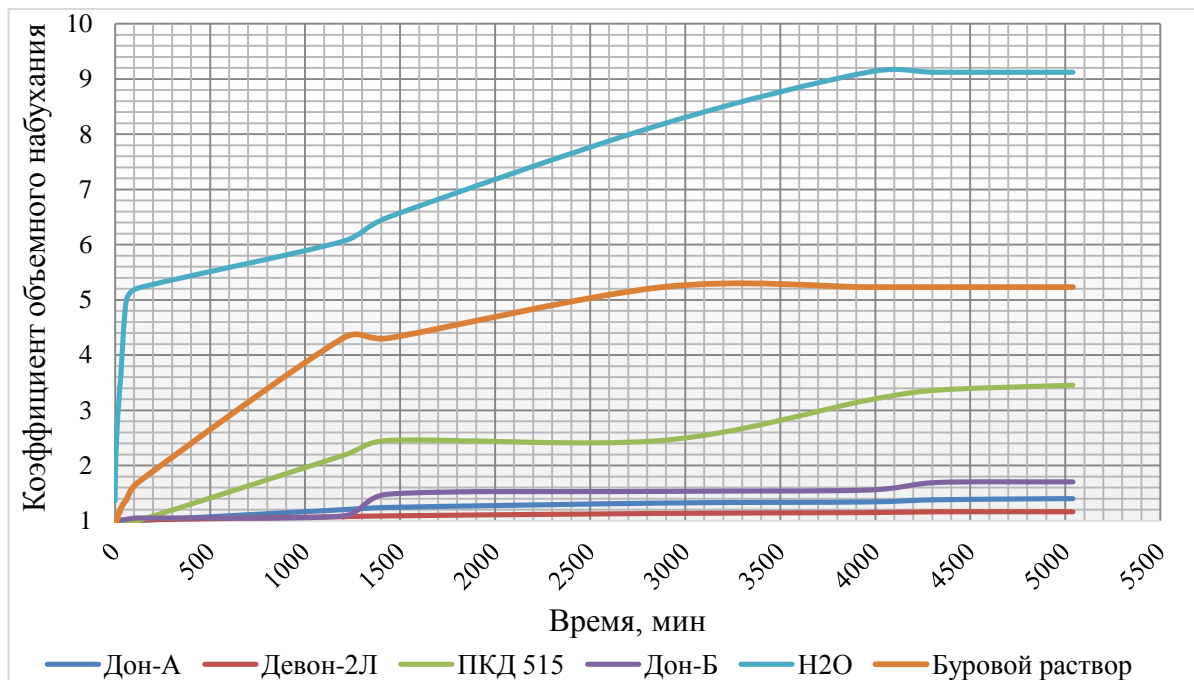
Из рис. 1 видно, что при использовании Куганакского глинопорошка набухающее действие буровых растворов с добавлением различных ингибиторов отличается как по продолжительности времени набухания, так и по характеру действия. Наилучший результат достигается при добавлении гидрофобизатора Девон-2л.

Судя по результатам исследований, действие всех гидрофобизаторов в течение 1-х суток (24ч) практически одинаково. После 48 часов видно, что наименьший коэффициент объемного набухания обеспечивает Девон-2л и его применение снизило коэффициент объемного набухания на 60% по сравнению с водой.

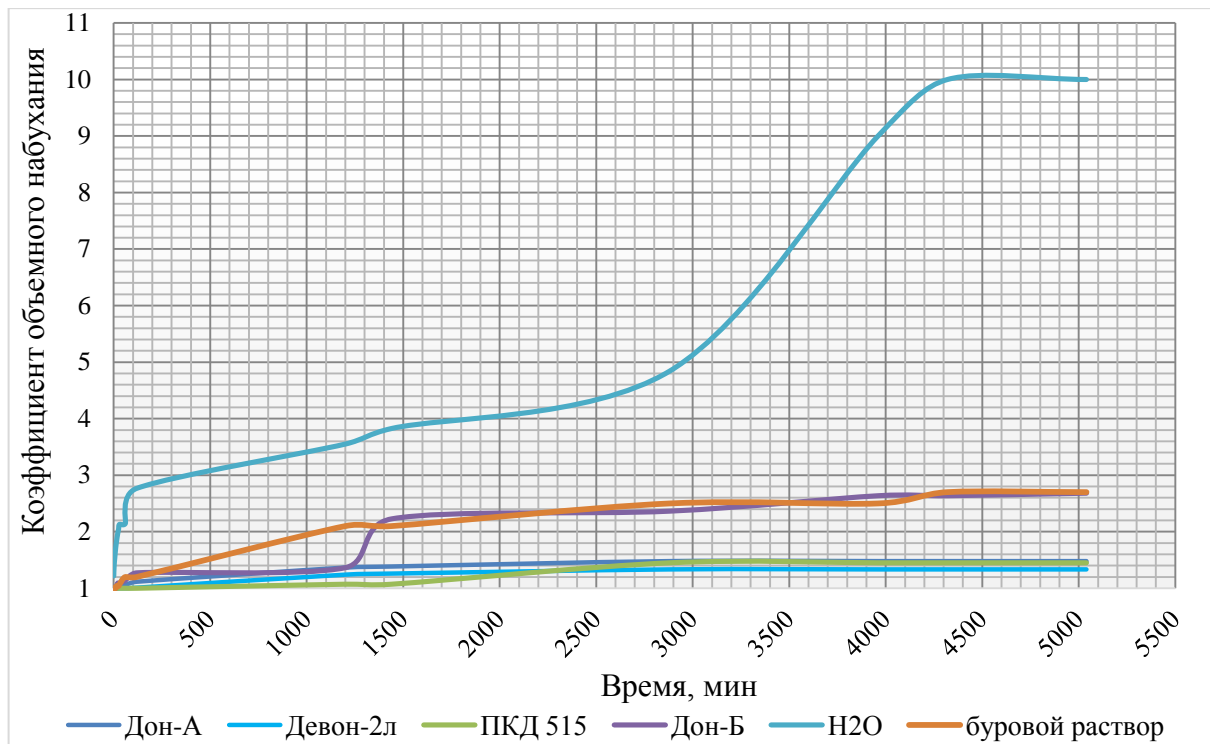
Аналогичные исследования проведены с глинопорошком марок ПБМА 659 и ПБМА 840 (Рис. 2, 3), а также с аргиллитами Шарканского месторождения (Рис. 4).



**Рис. 2. Кинетика набухания глинопорошка марки ПБМА 840 (ТУ 39-0147001-105-93) в воде, а также в различных средах в течение 72 часов**



**Рис. 3. Кинетика набухания глинопорошка марки ПБМА 659 (ТУ 39-0147001-105-93) в воде, а также в различных средах в течение 72 часов**



**Рис. 4. Кинетика набухания образцов аргиллита скв. № 3003Р в воде, а также в различных средах в течение 72 часов**

С глинопорошком ПБМА 840 через трое суток коэффициент объемного набухания исходного биополимерного раствора уменьшается примерно в 5 раз по сравнению с водным раствором.

Наилучший результат через трое суток при добавлении различных ингибиторов обеспечивает Девон-2л, снижающий коэффициент объемного набухания глин на 86%.

Биополимерный раствор с глинопорошком ПБМА 659 через 24 часа уменьшил коэффициент объемного набухания примерно в 2 раза. Наилучшие результаты показал Девон-2л с уменьшением коэффициента объемного набухания примерно в 8 раз.

Исследование образцов аргиллита, показало, что при добавлении в раствор гидрофобизатора Девон-2л коэффициент объемного набухания уменьшается примерно на 80%, по сравнению с прототипами.



## Выводы

1. По результатам лабораторных исследований, направленных на изучение характера разрушающего воздействия различных водных дисперсионных сред на глинопорошки и керновый материал выявлено, что наибольший коэффициент объемного набухания достигается в пресной воде, а наименьший — при погружении керна и глинопорошков в дисперсионную среду со смесью органических ингибиторов, в частности с Девон - 2л.
2. Комплексный реагент Девон-2л был испытан в промышленных условиях при бурении Шарканского месторождения в Удмуртской Республике. Бурение с использованием реагента «Девон-2л» велось без осложнений, затяжек и посадок при спускоподъемных операциях.
3. Гидратация глин максимально предотвращается при сочетании ввода в буровые промывочные жидкости органических и неорганических ингибиторов глин.

*Исследования проводились при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках соглашения № 075-15-2020-900 по программе развития исследовательского центра мирового уровня.*

## Список литературы

1. Клеттер, В.Ю. Совершенствование буровых растворов для строительства скважин на акватории Арктического шельфа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: автореф. дис. ... канд. техн.наук: 25.00.15/Клеттер Владимир Юрьевич. – Уфа, 2010. – 25 с.
2. Городнов, В.Д. (1984). Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении: учебное пособие/ В.Д. Городнов. – Москва: Недра, 1984. - 228 с.
3. Чудинова И.В. (2019). Обоснование и разработка составов полимерных промывочных жидкостей для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах: автореф. дис. канд. техн.наук: 25.00.14/Чудинова Инна Владимировна. - Санкт-Петербург, 2019. – 20 с.
4. В.Н. Сас, И.В. Панов, Е.Я. Мелешко. Применение ингибирующих композиций органического и неорганического типа//Бурение и нефть. -2017. -№12.- С. 30-34
5. Глебов В.А., Липкес М.И. Влияние состава бурового раствора на темп разупрочнения глинистых пород//Нефтяное хозяйство, 1979, 2. С. 13-16
6. В.Н. Кузьмин. Предотвращение гидратации и обвала глин// Экспозиция Нефть Газ, 2020. С. 20-23.

7. Конесев В.Г. Совершенствование качества технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин: дис. ...канд. техн. наук: 25.00.15/Конесев Василий Геннадьевич. – Уфа, 2012. – 184 с.
8. Буянова М.Г., Конесев Г.В., Исмаков Р.А и др. Применение ингибирующего бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин трехколонной конструкции//Нефтепромысловое дело. -2020. № 10(622). - С. 12-16.
9. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин: учебное пособие/ В.С. Новиков. - Москва: Недра, 2009. – 269 с.
10. Докичев В.А., Конесев Г.В., Мулюков Р.А. и др. Способ получения эмульгатора-стабилизатора гидрофобно-эмульсионных буровых растворов: пат. Рос. Федерация, № 2002105472/03, заяв. 28.02.2002; опубл. 10.04.2003. – 9 с.
11. Арсланов И.М., Гаймалетдинова Г.Л., Мулюков Р.А. Реагент для обработки промысловых жидкостей, используемых при бурении скважин: пат. Рос. Федерация, №2019131125, заяв. 01.10.2019; опубл. 11.09.2020. Бюл. № 26. – 18 с.
12. Соколов В.Н. и др. (2000). Глинистые породы и их свойства. Москва, Недра: учебное пособие.1989. -211 с.
13. Трефилова Т.В. Особенности применения ингибирующего раствора с целью предотвращения неустойчивых пород Кыновского горизонта. Neftegaz.ru, 2017. №3. – С. 59 – 61.
14. Бикчурин Т.Н., Юсупов И.Г., Габидуллин Р.С. и др. (2000). Исследование технико-технологических факторов, определяющих устойчивость Кыновских аргиллитов при бурении скважин//Нефтяное хозяйство. – 2000. -№ 12. – С. 25-27.
15. Овчинников В.П., Агзамов Ф.А., Закиров Н.Н. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Т. 2./: под общей редакцией Овчинникова В.П. – Тюмень, 2017. 576 с.

### References

1. Kletter V.U. *Sovershenstvovanie burovyyh rastvorov dlya stroitelstva skvazhin na akvatorii Arkticheskogo shelfa* [Improving quality of mud fluids used for drilling wells in the Arctic shelf area]. PhD thesis. Ufa, 2010. 25 p. (in Russian)
2. Gorodnov V.D. *Fiziko-himicheskie metody preduprezhdeniya oslozhnenij v bureanii* [Physical and chemical methods to prevent drilling problems]. Study guide. Moscow: Nedra Publ., 1984, 228 p. (in Russian)
3. Chudinova I.V. *Obosnovanie i razrabotka sostavov polimernyyh promyvochnyyh zhidkostey dlya bureniya razvedochnyyh skvazhin v neustojchivyyh glinistykh porodah* [Specifying and formulating polymer circulation fluids used for drilling exploratory wells in incompetent clay rocks]. Extended abstract of PhD thesis. S.-Petersburg, 2019, 20 p. (in Russian)
4. Sas V.N., Panov I.V., Meleshko E.Ya. Experience of application of the inhibiting compositions of organic and inorganic types. *Bureniye i Neft* [Drilling and Oil]. 2017, No.12, pp. 30-34 (in Russian)
5. Glebov V.A., Lipkes M.I. *Vliyanie sostava burovogo rastvora na temp razuprochneniya glinistykh porod* [Effect of drill mud formulation on the rate of clay rock softening]. *Neftyanoye Khozyaistvo* [Oil Industry]. 1979, No. 2. pp. 13-16 (in Russian)
6. Kuzmin V.N. The prevention of hydration and collapse of clays. *Ekspozitsiya Neft Gaz* [Exposition Oil & Gas]. 2020, No.1, pp. 20-23. (in Russian)
7. Konesev V.G. *Sovershenstvovanie kachestva tekhnologicheskikh zhidkostey dlya pervichnogo vskrytiya produktivnykh plastov i glusheniya skvazhin* [Improving quality of well penetration and killing fluids]. PhD thesis. Ufa, 2012, 184 p. (in Russian)

8. Buyanova M.G., Konesev M.G., Ismakov R.A. Use of inhibiting drilling mud when constructing horizontal wells of three casing string design. *Neftepromyslovoye Delo* [Oilfield Engineering]. 2020, No. 10(622), p. 12-16. (in Russian)
9. Novikov V.S. *Ustojchivost glinistyh porod pri burenii skvazhin* [Clay rock stability during well drilling]. Study guide. Moscow: Nedra Publ., 2009. 269 p. (in Russian)
10. Dokichev V.A., Konesev G.V., Mulyukov R.A. Method of preparing emulsifier-stabilizer for hydrophobic emulsion drilling muds. RF Patent No. 2002105472/03, appl. 28.02.2002; publ. 10.04.2003. 9 p. (in Russian)
11. Arslanov I.M., Gaimaletdinova G.L., Mulyukov R.A. *Reagent dlya obrabotki promyvochnyh zhidkostej, ispolzuemyh pri burenii skvazhin* [Treating chemical for flush fluids used during well drilling]. Rf Patent No. 2019131125, appl. 01.10.2019; publ. 11.09.2020. Bulletin No. 26. 18 p. (in Russian)
12. Sokolov V.N. *Glinistye porody i ih svoystva* [Clay rocks and their properties]. Study guide. Moscow: Nedra Publ. 1989. 211 p. (in Russian)
13. Trefilova T.V. *Osobennosti primeneniya ingibiruyushchego rastvora s celyu predotvrashcheniya neustojchivyh porod Kynovskogo gorizonta* [Aspects of inhibitor application to prevent rock instability in Kynovian horizon]. *Neftegaz.ru*, 2017, No.3. pp. 59 – 61. (in Russian)
14. Bikchurin T.N., Yusupov I.G., Gabidullin R.S. *Issledovanie tekhniko-tekhnologicheskikh faktorov, opredelyayushchih ustojchivost Kynovskih argillitov pri burenii skvazhin* [Analysis of technical factors responsible for Kynovian argillites stability during well drilling]. *Neftyanoye Khozaystvo* [Oil Industry]. 2000, No.12, pp. 25-27. (in Russian)
15. Ovchinnikov V.P. Agzamov F.A., Zakirov N.N. *Tekhnologiya bureniya neftyanyh i gazovyh skvazhin* [Oil and gas well drilling technologies]. Study guide, Vol.2. Tyumen, 2017, 576 p. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Гаймалетдинова Гульназ Леоновна*, старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

E-mail: ggaymaletdinova@mail.ru

*Мулюков Ринат Абдрахманович*, кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

E-mail: r.mulyukov50@mail.ru

*Исмаков Рустэм Адипович*, доктор технических наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

E-mail: ismakovrustem@gmail.com

*Ситнов Сергей Андреевич*, кандидат химических наук, старший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, г. Казань, Кремлевская, 4/5

E-mail: sers11@mail.ru

### Authors

*G.L. Gaymaletdinova*, Senior Lecturer, Oil and Gas Well Drilling Chair, Ufa State Petroleum Technological University

1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

E-mail: ggaymaletdinova@mail.ru

*R.A. Mulyukov*, PhD, Associate Professor, Oil and Gas Well Drilling Chair, Ufa State Petroleum Technological University

1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

E-mail: r.mulyukov50@mail.ru

*R.A. Ismakov*, Dr.Sc., Professor, Oil and Gas Well Drilling Chair, Ufa State Petroleum Technological University

1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

E-mail: ismakovrustem@gmail.com

*S.A. Sitnov*, PhD, Senior Researcher, Kazan Federal University

4/5, Kremlin, Kazan, 420008, Russian Federation

E-mail: sers11@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 03.11.2022*

*Принята к публикации 19.12.2022*

*Опубликована 30.12.2022*