



УДК 622.276+522.52:622.24.063

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

## КОМПЛЕКС МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО ОТНОШЕНИЮ К ГЛИНИСТЫМ НАБУХАЮЩИМ ГОРНЫМ ПОРОДАМ (НА ПРИМЕРЕ «РЕАКТИВНЫХ» ГЛИН МОНТМОРИЛЛОНИТОВОЙ ГРУППЫ КАЗАНСКОГО, ТАТАРСКОГО ЯРУСОВ ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ)

И.Л. Некрасова, П.А. Хвошин, Д.А. Казаков,  
О.В. Гаршина, Г.В. Окромелидзе, Д.В. Тирон<sup>1</sup>

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (169712, Республика Коми, г. Усинск, ул. Нефтяников, 31)

## A SET OF METHODS FOR EVALUATING THE INHIBITING PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS TOWARDS SWELLING CLAY ROCKS (USING THE “REACTIVE” CLAYS OF THE MONTMORILLONITE GROUP OF THE KAZANIAN AND THE TATARIAN STAGES OF THE PERMIAN SYSTEM)

Irina L. Nekrasova, Pavel A. Khvoshchin, Dmitriy A. Kazakov  
Olga V. Garshina, Gennadiy V. Okromelidze, Denis V. Tiron<sup>1</sup>

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

<sup>1</sup>LUKOIL-Komi LLC (31 Neftyanikov str., Usinsk, 169712, Russian Federation)

Получена / Received: 12.02.2019. Принята / Accepted: 01.06.2019. Опубликовано / Published: 28.06.2019

### Ключевые слова:

ингибирующая способность буровых растворов, породы казанского, татарского ярусов, литолого-минералогический состав пород, степень набухания пород, степень эрозии пород, концентрация коллоидных частиц.

Одним из видов осложнений, возникающих при строительстве значительного количества скважин месторождений Денисовской впадины Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, является потеря устойчивости стенок ствола в интервалах «реактивных» глин казанского и татарского ярусов пермской системы. С применением рентгенофазового, рентгенофлуоресцентного и литолого-минералогического анализов приведена комплексная литологическая характеристика обвалных пород указанных интервалов бурения. В результате изучения определены особенности минерального и химического состава горных пород и их глинистой составляющей. Рассмотрены результаты, полученные в ходе проведения разнопланового комплекса исследований ингибирующих свойств буровых растворов, включающего следующие виды испытаний: исследование степени набухания пород; проведение теста на определение эрозии глинистых сланцев в среде буровых растворов; оценка диспергирующей способности буровых растворов; проведение теста на образование трещин в образцах породы в среде буровых растворов; изучение характера и интенсивности протекания ионообменных процессов в системе «порода – буровой раствор»; изучение изменения физико-механических свойств пород после воздействия буровых растворов. По результатам исследований предложена градация различных типов буровых растворов по ингибирующей способности по отношению к глинистым набухающим горным породам.

### Key words:

inhibiting ability of drilling fluids, Kazan and Tatar stage rocks, lithologic and mineralogical rock composition, rock swelling degree, rock erosion degree, colloidal particles concentration.

One of the types of complications arising from the construction of a significant number of wells in the Denisovsky depression of the Timan-Pechersk oil and gas province is the loss of stability of the bore walls in the “reactive” clays of the Kazan and Tatar layers of the Perm system. With the use of X-ray phase, X-ray fluorescent and lithologic and mineralogical analyzes, a complex lithological characteristic of landslide drilling intervals is presented. As a result of the study, the features of the mineral and chemical rock composition and their clay component were determined. The results obtained in the course of conducting a diverse complex of studies of drilling fluids inhibiting properties, including the following types of tests: the study of the rock swelling degree; test to determine the shale erosion in drilling fluids environment; assessment of drilling fluids dispersing ability; test for the formation of cracks in rock samples in drilling fluids environment; study of the nature and intensity of the ion-exchange processes in the system “rock – drilling fluid”; study of changes in the physical and mechanical properties of rocks after exposure to drilling fluids are considered. According to the results of the research, the gradation of various types of drilling fluids according to the inhibitory ability with respect to swelling clay rocks was proposed.

**Некрасова Ирина Леонидовна** – кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник отдела буровых растворов и технологических жидкостей (тел.: +007 342 233 67 63, e-mail: Irina.Nekrasova@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

**Хвошин Павел Александрович** – кандидат технических наук, начальник отдела буровых растворов и технологических жидкостей (тел.: +007 342 233 67 62, e-mail: Pavel.Khvoshchin@pnn.lukoil.com).

**Казаков Дмитрий Александрович** – кандидат технических наук, научный сотрудник отдела буровых растворов и технологических жидкостей (тел.: +007 342 233 67 63, e-mail: Dmitrij.Kazakov@pnn.lukoil.com).

**Гаршина Ольга Владимировна** – начальник управления технологии строительства скважин (тел.: +007 342 233 67 61, e-mail: Olga.Garshina@pnn.lukoil.com).

**Окромелидзе Геннадий Владимирович** – заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин (тел.: +007 342 233 67 40, e-mail: Gennadij.Okromelidze@pnn.lukoil.com).

**Тирон Денис Вячеславович** – кандидат технических наук, ведущий специалист (тел.: +007 821 445 77 29, e-mail: Denis.Tiron@lukoil.com).

**Irina L. Nekrasova** (Author ID in Scopus: 56704818100) – PhD in Engineering, Senior Researcher at the Department of Muds and Process Fluids (tel.: +007 342 233 67 63, e-mail: Irina.Nekrasova@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

**Pavel A. Khvoshchin** (Author ID in Scopus: 54410568400) – PhD in Engineering, Head of the Department of Muds and Process Fluids (tel.: +007 342 233 67 62, e-mail: Pavel.Khvoshchin@pnn.lukoil.com).

**Dmitriy A. Kazakov** (Author ID in Scopus: 57204942626) – PhD in Engineering, Researcher at the Department of Muds and Process Fluids (tel.: +007 342 233 67 63, e-mail: Dmitrij.Kazakov@pnn.lukoil.com).

**Olga V. Garshina** (Author ID in Scopus: 56705664700) – PhD in Engineering, Head of the Department of Well Construction Technology (tel.: +007 342 233 67 61, e-mail: Olga.Garshina@pnn.lukoil.com).

**Gennadiy V. Okromelidze** (Author ID in Scopus: 54780426700) – PhD in Engineering, Deputy Director of the Branch for Research in the Field of Well Construction (tel.: +007 342 233 67 40, e-mail: Gennadij.Okromelidze@pnn.lukoil.com).

**Denis V. Tiron** (Author ID in Scopus: 57194233664) – PhD in Engineering, Leading Specialist (tel.: +007 821 445 77 29, e-mail: Denis.Tiron@lukoil.com).

## Введение

Одним из осложнений, наиболее часто возникающих при строительстве скважин месторождений Денисовской впадины Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, является потеря устойчивости ствола скважины в интервалах казанского и татарского ярусов пермской системы. Проводка скважин через данные интервалы с использованием пресных акриловых систем буровых растворов, а также намеренное увеличение плотности для повышения устойчивости стенок скважин не позволяют полностью решить указанную проблему.

С целью понимания причин нестабильности ствола скважин в интервалах казанского, татарского ярусов проведены исследования по определению литолого-минералогического состава и физико-химических свойств пород и предложен комплекс методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов с целью установления механизма ингибирования, наиболее эффективного применительно к рассматриваемым породам.

### Характеристика «реактивных» глин монтмориллонитовой группы казанского, татарского ярусов пермской системы

Порода казанского, татарского ярусов верхнего отдела Пермской системы представлена уплотненной несвязной глиной, по физическим признакам находящейся на подстадии позднего диагенеза. Присутствие в составе породы псаммитовой сыпучей примеси указывает на ее низкую крепость. По результатам рентгенофазового анализа в составе породы казанского, татарского ярусов зафиксировано присутствие в значительных концентрациях хлорита, гидрослюды и монтмориллонита, при этом в пелитовой фракции породы преобладает монтмориллонит (78,9 мас. %) [1]. По результатам рентгенофлюоресцентного анализа установлено, что порода казанского, татарского ярусов отличается повышенным содержанием кремнезема и пониженным содержанием магния. Натрий и калий в составе породы, по-видимому, представлены обменными ионами, что при контакте с водными средами может вызывать изменение состава, структуры и устойчивости породы [2, 3].

Преобладающее содержание в глинистой фракции монтмориллонита обуславливает высокую степень набухания и диспергирования породы – ее высокую водочувствительность (так называемую

«реактивность») [4–6]. Отличительной особенностью монтмориллонита является слабое притяжение между пакетами в его структуре, так как между ними действуют только силы Ван-дер-Ваальса (слабые межмолекулярные взаимодействия дисперсионного, индукционного и ориентационного характера). Как результат, диполи воды способны свободно проникать в межплоскостное пространство монтмориллонита и раздвигать его. В процессе водонасыщения монтмориллонитовые породы теряют прочность, приобретают пластичность и постепенно переходят в текучее состояние. Другим важным фактором, влияющим на прочностные и деформационные свойства слаболитифицированных глинистых пород, являются силы взаимодействия между минеральными частицами – структурные связи. Чем выше прочность структурных связей между отдельными элементами глинистых минералов, тем выше устойчивость породы к гидродинамическому воздействию бурового раствора [7, 8].

### Объекты исследования

Проведенный комплекс литолого-минералогических исследований пород рассматриваемых горизонтов позволил обосновать методы исследований, необходимые для достоверной оценки ингибирующей способности буровых растворов. Предлагаемая комплексная методика предусматривает последовательное проведение шести этапов исследований: сравнительная оценка ингибирующих свойств буровых растворов на тестере линейного набухания глинистых сланцев, оценка диспергирующей способности буровых растворов по степени эрозии глинистых пород и показателю МВТ (Methylene Blue Test), изучение ионообменных процессов в системе «порода – раствор» с использованием метода масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой, оценка изменения прочностных свойств глинистых пород под воздействием растворов.

При оценке ингибирующих свойств буровых растворов в отношении гидратации глин казанского, татарского ярусов пермской системы были исследованы следующие растворы, используемые в настоящее время, а также перспективные для применения при строительстве скважин на месторождениях Денисовской впадины (табл. 1). В качестве основы для сравнения при оценке ингибирующих свойств буровых растворов взяты значения показателей набухания и диспергирования образцов пород в среде технической и пластовой вод.

Таблица 1

Типы исследованных буровых растворов  
(плотность растворов – 1230 кг/м<sup>3</sup>)

Номер раствора	Тип раствора	Источники, описывающие особенности использования раствора
1	Пресный полимерглинистый буровой раствор на основе акриловых полимеров (ПФ <sub>0,7МПа</sub> = 4,5 см <sup>3</sup> /30 мин, pH = 8,7)	[9–12]
2	Пресный полимерглинистый буровой раствор на основе акриловых полимеров с добавкой кремнийорганической жидкости (ПФ <sub>0,7МПа</sub> = 4,5 см <sup>3</sup> /30 мин, pH = 8,6)	[13, 14]
3	Пресный биополимерный буровой раствор на основе полимерглинистого реагента и гликолей (ПФ <sub>0,7МПа</sub> = 6,8 см <sup>3</sup> /30 мин, pH = 10,4)	[15–18]
4	Хлоркалийевый биополимерный буровой раствор с ингибитором из класса полиаминов (ПФ <sub>0,7МПа</sub> = 4,6 см <sup>3</sup> /30 мин, pH = 8,4)	[19–23]
5	Инвертно-эмульсионный буровой раствор (ИЭР) с использованием в качестве водной фазы раствора хлорида кальция плотностью 1,28 г/см <sup>3</sup> (ПФ <sub>ИЭР</sub> = 0,3 см <sup>3</sup> /30 мин, ЭС = 860 В, соотношение углеводороды/вода = 77/23)	[12, 24, 25]
6	ИЭР с использованием в качестве водной фазы раствора CaCl <sub>2</sub> плотностью 1,39 г/см <sup>3</sup> (ПФ <sub>ИЭР</sub> = 0,3 см <sup>3</sup> /30 мин, ЭС = 467 В, соотношение углеводороды/вода = 60/40)	[26–28]

### Обсуждение результатов исследования

Сводные данные по сравнительной оценке ингибирующих свойств буровых растворов указанных выше типов в отношении красной «реактивной» глины казанского, татарского ярусов верхнего отдела пермской системы представлены в табл. 2. Растворы обозначены согласно данным из табл. 1.

Основными факторами, обуславливающими потерю устойчивости рассматриваемого типа пород, являются процессы увлажнения, диспергирования и ослабления структурных связей между частицами породы. В процессе водонасыщения монтмориллонитовые породы теряют прочность, приобретают пластичность и постепенно переходят в текучее состояние. Одним из наиболее показательных параметров при оценке степени гидратации глинистых пород с повышенным содержанием смектитовых (монтмориллонитовых) минералов является степень их набухания в среде исследуемых жидкостей. Известно, что приращение объема при набухании глинистых пород зависит от сочетания адсорбционных, осмотических и капиллярных сил [14, 29–31]. Поэтому использование данного метода позволяет оценить действие указанных выше сил в зависимости от компонентного состава буровых растворов.

Таблица 2

Сравнительная оценка ингибирующих свойств буровых растворов

Раствор	Степень набухания, %	Показатель эрозии, %	Коэффициент разупрочнения	Степень диспергирования породы, кг/м <sup>3</sup>	Текущая скорость увлечения, см/ч
1	29,1	68,2	0,0067	7,6	0,298
2	27,7	36,8	0,0303	0,8	0,366
3	31,2	93,0	Полное разрушение образца	4,3	0,385
4	17,0	10,0	0,550	2,5	0,24
5	2,5	0	0,655	–	0,062
6	1,4	0	1,320	–	0,054
Техническая вода	45,8	Полное разрушение образца	–	7,7	Полное разрушение образца
Пластовая вода	32,1	Полное разрушение образца	–	4,3	Полное разрушение образца

Результаты исследований динамики набухания пород в среде растворов в динамических условиях при  $T = 55$  °С (максимальная пластовая температура казанского, татарского ярусов месторождений Денисовской впадины) подтвердили, что указанные породы склонны к набуханию и диспергированию под воздействием водной среды (за 72 ч эксперимента средний показатель продольного набухания пород казанско-татарского яруса в среде технической воды составил 45,8 %). Присутствие неорганических солей в водной среде позволяет значительно ограничить степень набухания пород (степень набухания в среде пластовой воды за 72 ч контакта составила 32,1 %). По результатам исследований установлено, что при прочих равных условиях наименьшей ингибирующей способностью по отношению к красным «реактивным» глинам по показателю набухания характеризуются пресные буровые растворы на основе акриловых полимеров и гликолей (растворы 1 и 3 из табл. 1), введение в рецептуру раствора кремнийорганических соединений позволяет несколько повысить ингибирующие свойства пресных систем буровых растворов. *Наименьший показатель степени набухания из исследованных буровых растворов на водной основе отмечен для хлоркалийевого бурового раствора (раствор 4 в табл. 1).*

Другим важным фактором, влияющим на прочностные и деформационные свойства слаблитифицированных глинистых пород, являются силы взаимодействия между минеральными частицами – структурные связи [32–34]. Чем выше прочность структурных связей между отдельными элементами глинистых минералов, тем

выше устойчивость породы к гидродинамическому воздействию бурового раствора. В качестве перспективного метода оценки устойчивости стенок скважины в интервалах глинистых пород ранней и средней стадии литификации к гидродинамическому воздействию конкретных типов буровых растворов можно выделить тест на определение эрозии глинистых сланцев, который проводится при длительном воздействии бурового раствора в динамических условиях и позволяет получить информацию о способности раствора предотвращать диспергирование, т.е. разрушение пород в динамических условиях [35]. При проведении экспериментальных исследований с целью исключения эродирующего и диспергирующего воздействия воды во время окончательной промывки, которая проводится для определения потери массы образцов, промывка образцов пород от остатков растворов на водной основе осуществлялась насыщенным раствором хлорида калия. Следует отметить, что данный метод оценки ингибирующих свойств буровых растворов неинформативен в отношении растворов на углеводородной основе, так как степень диспергирования в них частиц глинистых пород, как правило, не превышает погрешности измерения.

В целом результаты исследований по определению показателя эрозии рассматриваемых пород полностью согласуются с данными по степени их набухания в среде растворов на водной основе (см. табл. 2). В процессе гидродинамического воздействия пресного бурового раствора на основе гликолей (раствор 3 из табл. 1), вероятно, вследствие повышенного значения рН системы (рН = 10,4), отмечено практически полное разупрочнение породы (степень потери массы образца составила 93 %).

Известно, что процесс набухания и диспергирования глинистых пород с преобладающим содержанием монтмориллонита во многом зависит от величины их удельной поверхности, а также от количества и вида обменных ионов [9, 36, 37]. Изучение ионообменных процессов в системе «порода – раствор» с применением масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой позволяет оценить происходящие в породе изменения, связанные с дестабилизацией кристаллической структуры глины: десорбцию ионов или, наоборот, насыщение породы ионами и так называемое «высушивание» породы (потерю связанной воды).

Масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой представляет собой метод, который основан на ионизации атомов пробы при помощи

индуктивно-связанной плазмы с последующим разделением образующихся ионов по их атомной массе. Данный метод широко применяется для определения микроколичеств металлов и неметаллов в растворах. В данной работе анализ образцов проводился на масс-спектрометре с индуктивно-связанной плазмой Auтога М90 фирмы Bruker (США).

Оценка характера и интенсивности протекания ионообменных процессов в системе «порода – раствор» проводилась по следующей методике. В пробы раствора равного объема помещалось одинаковое количество измельченного шлама обвалных пород казанского, татарского ярусов. После этого растворы подвергались горячей прокатке в роликовой печи при температуре 55 °С в течение 16 ч. Характер и интенсивность ионообменных процессов оценивались по разнице в содержании элементов в фильтрате растворов до и после помещения в них образцов измельченной породы. В качестве базы сравнения использовались данные по изменению содержания элементов в технической и пластовой водах до и после контакта с породой. Результаты исследований представлены в табл. 3.

Таблица 3

Содержание катионов в фильтратах буровых растворов до и после контакта с породой казанского, татарского ярусов

Раствор	Контакт с породой	Содержание основных катионов, мг/дм <sup>3</sup>			
		K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>
Дистиллированная вода	До	Менее 0,5	2,89	0,265	2,51
	После	52,4	309,0	1,36	20,0
Пластовая вода	До	864,0	75170,0	4462,0	17618,0
	После	907,0	69625,0	3939,0	16872,0
Раствор 1	До	197,0	1017,0	11,8	15,6
	После	280,0	1479,0	12,5	Менее 0,5
Раствор 2	До	141,0	1435,0	8,5	Менее 0,5
	После	94,3	1610,0	11,2	Менее 0,5
Раствор 3	До	219,0	2028,0	4,78	Менее 0,5
	После	604,0	3290,0	13,0	35,6
Раствор 4	До	55500,0	2318,0	87,5	319,0
	После	53510,0	2666,0	124,0	477,0

По результатам исследования установлено, что для глин казанского, татарского ярусов характерно недонасыщение по основным исследованным катионам, о чем свидетельствует направление ионообменных процессов между соледержащими жидкостями (пластовой водой, хлоркалийевым буровым раствором) и рассматриваемой породой, а

именно процесс преимущественного поглощения катионов породой. Для ингибирования гидратации рассматриваемых пород перспективны буровые растворы с повышенной концентрацией электролитов, подавляющих процессы набухания монтмориллонита и способствующих его переводу в менее гидрофильные разновидности, а также реагенты, снижающие сорбционную емкость глины. Использование указанных типов буровых растворов будет способствовать переводу присутствующих в породе глинистых минералов в менее гидратируемые калиевые формы.

По результатам исследования в наибольшей степени десорбция ионов из глин казанского, татарского ярусов отмечена для пресного бурового раствора на основе гликолей (раствор 3), интенсивность десорбции присутствующих в породе ионов превышает данный показатель даже для дистиллированной воды. По всей вероятности, данный факт связан с повышенным значением pH данной рецептуры бурового раствора (pH = 10,4). Высокощелочная реакция среды способствует интенсификации процесса выщелачивания солей из породы в контактирующую с ней водную среду.

При контакте бурового раствора с горной породой происходит изменение ее напряженно-деформированного состояния и, как следствие, снижение ее прочностных характеристик. Прежде всего, это связано с гидратационным набуханием глинистых минералов, входящих в состав разбуриваемой породы. Но не менее существенны и другие механизмы разупрочняющего действия жидкой фазы бурового раствора, например, ее расклинивающее действие при проникании в поверхностные микротрещины монолитной толщи пласта или отдельных его структурных элементов [38, 39].

Для оценки прочностных свойств пород и их изменения под воздействием буровых растворов применяют различные методы, чаще всего измерение твердости поверхности образцов пород пенетрометром, определение прочности породы на одноосное сжатие с использованием механических прессов [40, 41]. Данные методы довольно эффективны для оценки ингибирующих свойств буровых растворов при наличии образцов ненарушенного ядерного материала, но малоприменимы в отношении оценки изменения шлама обвалных пород.

Нами предлагается следующая комплексная методика оценки изменения физико-механических свойств пород казанского, татарского ярусов под

воздействием растворов различного типа, включающая в себя оценку увлажняющей способности буровых растворов, изменения степени трещиноватости и прочности спрессованных образцов шлама обвалных пород. Методика предусматривает истирание образцов шлама до размера фракции менее 160 мкм, формирование средней пробы и прессование «таблеток» с использованием компактора, входящего в комплект тестера продольного набухания. Полученные «таблетки» помещаются в равные объемы исследуемых буровых растворов и выдерживаются в среде растворов в течение 10 суток (время контакта образцов с растворами должно соответствовать среднему времени нахождения пород проблемных интервалов бурения в «необсаженном» состоянии). После этого спрессованные образцы извлекаются из растворов и производится определение следующих показателей:

- текущая скорость увлажнения породы (см/ч) в среде раствора по изменению веса образца согласно формуле, приведенной в РД 39-00147001-773-2004 [42];

- визуальный тест на изменение степени трещиноватости спрессованных образцов после выдержки в среде растворов;

- механическая прочность спрессованных образцов породы.

Оценку изменения механической прочности спрессованных образцов породы после контакта с исследуемыми буровыми растворами при воздействии на образцы внешней нагрузки предлагается проводить с использованием анализатора текстуры СТЗ производства компании Brookfield (рис. 1).

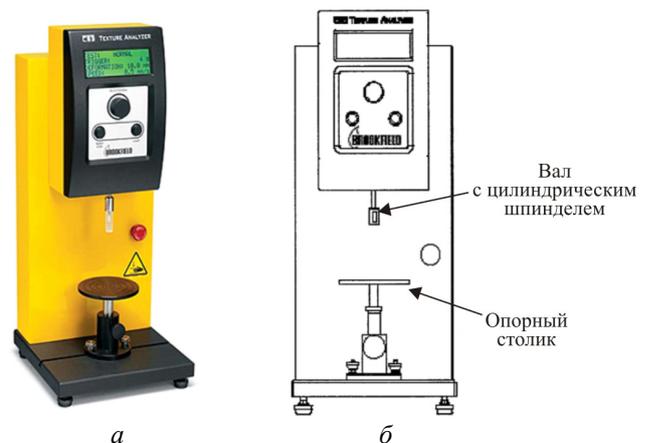


Рис. 1. Внешний вид (а) и принципиальная схема (б) анализатора текстуры СТЗ производства компании Brookfield

Исследование механической прочности спрессованных образцов породы на анализаторе текстуры СТЗ предусматривает выполнение следующих действий: исследуемый образец помещается на опорный столик анализатора; на вал устанавливается цилиндрический шпindel с определенными геометрическими параметрами (для всех образцов должны использоваться одинаковые шпиндели); в программном обеспечении прибора задаются условия эксперимента; испытания проводятся в два цикла сжатия образца с фиксированием нагрузки динамометрическим датчиком. Результатом эксперимента является зависимость нагрузки на образец/шпindel в граммах от времени опыта или от расстояния движения шпинделя (глубины проникновения в образец породы), на основании которой с помощью программного обеспечения рассчитываются следующие показатели: твердость образцов (максимальная нагрузка в первом цикле сжатия) до и после воздействия растворов и пиковое напряжение, соответствующее максимальной нагрузке, приходящейся на единицу площади образца в момент его разрушения. Последний параметр отражает прочность исследуемого образца при сжатии. Воздействие исследуемых буровых растворов на прочность образцов пород предлагается оценивать по величине коэффициента разупрочнения ( $K_p$ ), представляющего собой отношение значений пикового напряжения для спрессованного образца породы после воздействия исследуемого раствора и исходного сухого образца.

Программное обеспечение прибора позволяет строить диаграммы изменения нагрузки на образцы породы в зависимости от расстояния движения шпинделя (глубины проникновения в образец породы), которые помогают не только наглядно оценить характер нарушения целостности образцов под воздействием внешней нагрузки, но и дополнительно охарактеризовать

адгезионные свойства образцов, размягченных под действием исследуемых растворов (рис. 2).

Например, по представленным диаграммам видно, что образец породы, выдержанный в среде раствора 1, мгновенно разрушился при приложении незначительной нагрузки (80 г), при этом смещение графика нагрузки ниже нулевой отметки свидетельствует о проявлении адгезионных свойств размягченной поверхности образца. В образце породы, выдержанном в среде раствора 5, при приложении нагрузки отмечен иной характер разрушения, сопровождающийся появлением внутренней трещиноватости и постепенным разрушением образца только после приложения к нему довольно значительной нагрузки (более 10 кг).

Результаты исследования по оценке изменения физико-механических свойств пород казанского, татарского ярусов под воздействием исследованных растворов приведены в табл. 2 и на рис. 3.

Установлено, что рассматриваемый тип глинистых пород характеризуется высокой сорбционной емкостью по отношению к водной фазе растворов: увеличение веса образцов породы в среде исследованных буровых растворов на водной основе находится в диапазоне от 57 до 92 %. Наименьшей увлажняющей способностью из водных систем буровых растворов по отношению к исследованным породам обладает хлоркалийевый буровой раствор на основе полиаминов. Это свидетельствует о том, что применение указанного бурового раствора будет способствовать снижению интенсивности намокания пристволенной зоны ствола скважины и, как следствие, стабилизации стенок скважины. Наибольшей увлажняющей способностью характеризуется пресный буровой раствор на основе гликолей. Это позволяет сделать вывод, что применение в качестве ингибитора гидратации глин гликолей не будет способствовать сохранению механической прочности рассматриваемых пород в пристенном слое ствола скважины.

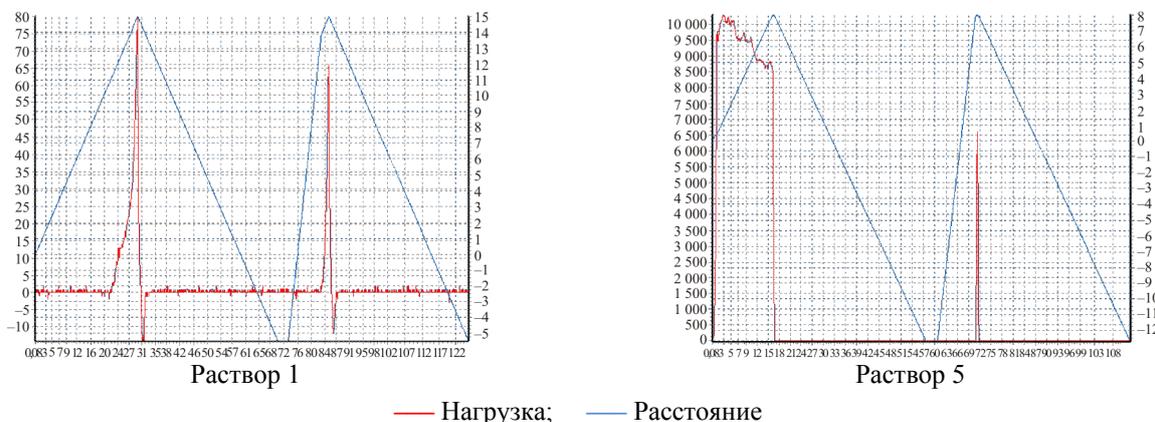


Рис. 2. Диаграммы изменения нагрузки на образцы породы в зависимости от глубины проникновения в них

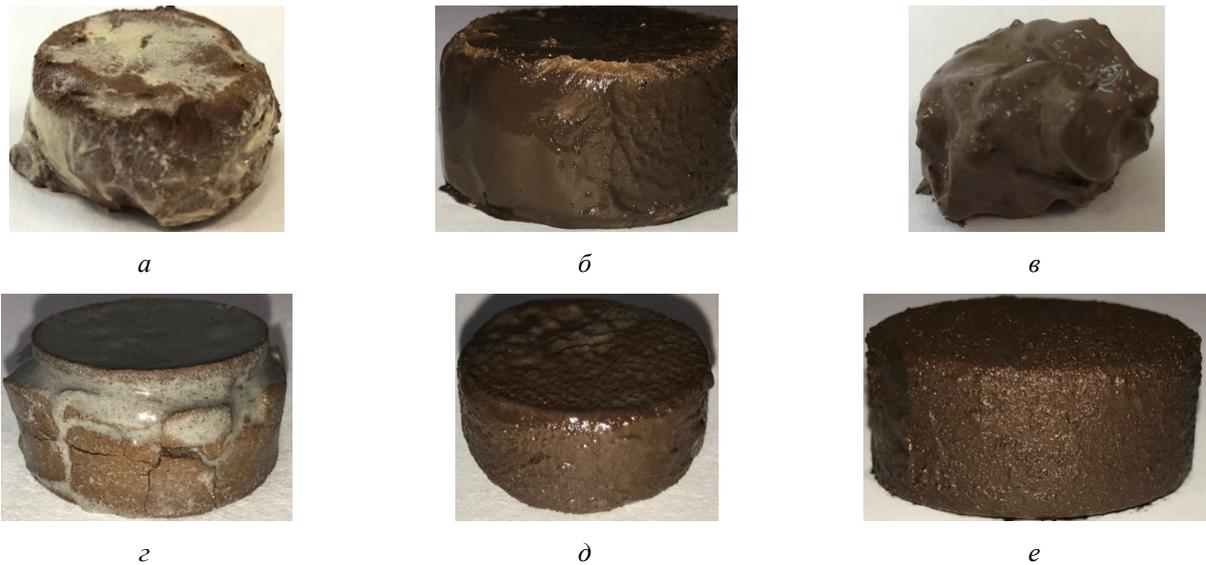


Рис. 3. Образцы породы до и после воздействия буровых растворов: *a* – раствор 1: значительное размягчение образца с потерей исходной формы; *б* – раствор 2: незначительное увеличение объема и размягчение образца; *в* – раствор 3: значительное размягчение образца с потерей исходной формы; *г* – раствор 4: значительное увеличение объема образца (набухание), появление нескольких крупных трещин; *д* – раствор 5: незначительное увеличение объема и размягчение внешней поверхности образца; *е* – раствор 6: изменения формы и размера образца не отмечено

Использование в рецептуре пресного бурового раствора кремнийорганических соединений, по-видимому, за счет их гидрофобизирующего эффекта, позволяет несколько снизить степень разупрочнения спрессованных образцов породы в среде раствора.

По результатам исследований установлено, что предлагаемая комплексная методика позволяет обосновать компонентный состав не только водных систем растворов, используемых для вскрытия рассматриваемых глинистых отложений, но и инвертно-эмульсионных буровых растворов. Несмотря на то что большинство методов подтвердило практически полную инертность ИЭР по отношению к глинам казанского, татарского ярусов, обнаружено, что компонентный состав водной фазы раствора оказывает значительное влияние на его ингибирующую способность по отношению к гидратации глинистых пород (см. табл. 2). Наиболее сильно отличия между ингибирующей способностью ИЭР на основе насыщенного (раствор 6) и ненасыщенного раствора хлорида кальция (раствор 5) проявились при исследовании изменения физико-механических свойств породы в среде растворов. В частности, в среде ИЭР на основе насыщенного раствора хлорида кальция отмечено упрочнение образцов породы. Данный результат, по всей вероятности, связан с частичным заполнением пустотного пространства в образцах масляной фазой раствора, которая за счет своей малой сжимаемости воспринимает часть нагрузки при сжатии и

позволяет скелетным напряжениям более равномерно распределяться по всей площади горной породы [43]. Использование в качестве водной фазы раствора, насыщенного по ионам кальция, позволяет получать ИЭР с низкой активностью водной фазы ( $a_w = 0,39$ ) и минимизировать осмотические процессы в системе «раствор – порода». По результатам исследований установлено, что для проводки скважины через глинистые отложения казанского, татарского ярусов на месторождениях со сложными геологическими условиями бурения, где отмечены наиболее серьезные осложнения, связанные с потерей устойчивости стенок скважин, можно рекомендовать использование инвертно-эмульсионных буровых растворов на водной основе, насыщенных по ионам кальция.

### Выводы

Таким образом, представленный в статье комплекс методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов позволяет проводить всесторонний анализ физико-химического взаимодействия в системе «порода – буровой раствор» с учетом литологического состава и свойств глинистых пород проблемных интервалов бурения. Комплекс методов максимально приближен к скважинным условиям за счет моделирования температуры, времени воздействия и использования в исследованиях природного ядерного материала.

Пресный раствор на основе полимер-лигнитного реагента и гликолей	Пресный полимер-глинистый раствор на основе акриловых полимеров	Пресный полимер-глинистый раствор на основе акриловых полимеров с кремнийорганической жидкостью	Хлоркалийевый биополимерный буровой раствор с ингибитором из класса полиаминов	ИЭР на основе раствора хлорида кальция плотностью 1,28 г/см <sup>3</sup>	ИЭР на основе раствора хлорида кальция плотностью 1,39 г/см <sup>3</sup>
--	---	---	--	--	--

Рис. 4. Шкала ингибирующей способности исследованных типов буровых растворов в отношении красной «реактивной» глины казанского, татарского ярусом верхнего отдела пермской системы (направление стрелки показывает увеличение ингибирующих свойств буровых растворов)

Методика оценки прочностных свойств пород на анализаторе текстуры СТЗ может выступать в качестве индикатора изменений физико-механических свойств пород под воздействием исследуемых жидкостей и рекомендуется к использованию в качестве одного из передовых методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов при возможности применения в качестве кернового материала только дезинтегрированного шлама обвалных пород.

По совокупности показателей, полученных с использованием рассмотренной комплексной методики, предложена градация буровых растворов по ингибирующей способности в отношении красных «реактивных» глин казанского, татарского ярусом, которая будет учтена в дальнейшем при выборе типа бурового раствора для проводки скважин через рассматриваемые глинистые породы (рис. 4).

### Библиографический список

1. Рентгенографический количественный фазовый анализ осадочных горных пород: методические рекомендации МП-03/РФ-2015. – Пермь: Издательство Пермского государственного национального исследовательского университета, 2015.

2. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – Москва: Недра, 2000. – 270 с.

3. Performance evaluation of ionic liquids as a clay stabilizer and shale inhibitor / S.L. Berry, J.L. Boles, H.D. Brannon, B.B. Beall // SPE International Symposium and Formation Damage Control held in Lafayette. – Louisiana, 2008. DOI: 10.2118/112540-MS

4. Устойчивость стенок скважины в глинистых отложениях / М.М.-Р. Гайдаров [и др.] // Нефтесервис. – 2013. – № 2. – С. 28–32.

5. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / М.М.-Р. Гайдаров [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 7. – С. 20–30.

6. Highly inhibitive water-based fluid system provides superior chemical stabilization of reactive shale formations / A. Patel [et al.] // AADE 01-NC-NO-55/AADE National Drilling Conference, held at the Omni Houston Westside. – Houston, 2001.

7. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: учебное пособие для вузов. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 511 с.

8. Borehole stability in shales / G.M. Bol [et al.] // SPE Drilling & Completion. – 1994. – Vol. 9, iss. 02. – P. 87–94. DOI: /10.2118/24975-PA

9. Кошелев В.Н., Растигаев Б.А., Добросмыслов А.С. Обеспечение устойчивости глинистых отложений за счет применения ингибированных буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 3. – С. 30–34.

10. A drilling fluid with high inhibitory characteristics, based on freshwater, contributing to increased drilling efficiency in more than 600 wells at the Salym oil fields / M. Vasiliev [et al.] // SPE 160675. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, 2012. DOI: 10.2118/160675-RU.

11. Феценец Р.М., Мосин В.А., Рябцев П.Л. Опыт совершенствования инкапсулирующих буровых растворов при бурении скважин на Южно-Приобском месторождении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 45–50.

12. Задачи управления адгезионными свойствами буровых растворов при углублении скважины в глинистых породах / Н.М. Уляшева [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 103–119. DOI: 10.17122/ogbus-2014-6-103-119

13. Отрицательные и положительные последствия обработки буровых растворов жидкостями ГКЖ-10 и ГКЖ-11 / Н.А. Петров [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 2. – С. 7.

14. Петров Н.А., Конесев Г.В., Давыдова И.Н. Исследование специальных свойств реагентов,

применяемых в промывочных жидкостях // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 397–401. DOI: 10.17122/ogbus-2017-3-6-25

15. Reid P.I., Dolan B., Cliffe S. Mechanism of shale inhibition by polyols in water based drilling fluids // SPE 28960. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – San Antonio, 1995. DOI: 10.2118/28960-MS

16. Samaei S.M., Tahmasbi K. The possibility of replacing oil-based mud with the environmentally acceptable water-based glycol drilling mud for the Iranian fields // SPE 106419. SPE Environmental and Safety Conference. – Texas, 2007. DOI: 10.2118/106419-MS

17. Полигликолевый модификатор буровых растворов: пат. 2224780 Российская Федерация, МПК7 C09K7/02 / Гайфутдинов Г.Ш. [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «Нижнекамнефтехим». – № 2002119246/03; заявл. 16.07.2002; опубл. 27.02.2004.

18. Модифицированный экологически безопасный ингибирующий буровой раствор и метод его использования: пат. US 4830765, США, кл. C09K8/06 / Perricone A.C. [и др.]; заявитель и патентообладатель Baker Hughes Inc. – № US219870128798, заявл. 04.12.1987.

19. Advances in inhibitive water-based drilling fluids – can they replace oil-based muds? / A. Paten [et al.] // SPE 106476. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Houston, 2007. DOI: 10.2118/106476-MS

20. Guerrero X., Guerrero M., Warren B. Use of amine/PHPA system to drill high reactive shales in the Orito field in Colombia // SPE 104010. First International Oil Conference. Mexico, 2006. DOI: 10.2118/104010-MS

21. A new inhibitive water-based fluid: a completely cationic system / R.C. Rosa [et al.] // SPE 94523. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Rio de Janeiro, 2005. DOI: 10.2118/94523-MS

22. Катионноингибирующий буровой раствор: пат. 2534546 Российская Федерация, МПК7 C09K8/24. / Гайдаров М.М.-Р. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – № 2013133733/03; заявл. 19.07.2013; опубл. 27.11.2014.

23. New water-based mud balances high-performance drilling and environmental compliance / W. Dye [et al.] // SPE 92367. IADC/SPE Drilling Conference. – Amsterdam, 2005. DOI: 10.2118/92367-MS

24. Витвицкий Е.И., Антончик Р.Л., Демидов Р.Н. Применение бурового раствора на синтетической основе «Rheliant Plus» для строительства скважин в несовместимых горно-геологических условиях // Бурение и нефть. – 2016. – № 32–33. – С. 32–33.

25. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.

26. The results of horizontal well drilling using invert-emulsion fluid at Kharyaginskoe field / P. Khvoshchin, N. Lyadova, S. Iliasov [et al.] // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, 2014. DOI: 10.2118/171283-MS

27. Некрасова И.Л., Гаршина О.В., Хвоцин П.А. Теория и практика использования инвертно-эмульсионных растворов в процессе строительства скважин: монография. – Пермь: Астер, 2016. – 148 с.

28. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных скважин / П.А. Хвоцин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 1. – С. 35–44.

29. Labenski F., Reid R., Santos H. Drilling fluids approaches for control of wellbore instability in fractured formations // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – Abu Dhabi. DOI: 10.2118/85304-MS

30. Ивенина И.В. Повышение эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией буровых растворов: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Ухта, 2011. – 25 с.

31. Выбор бурового раствора для проводки скважин в осложненных горно-геологических условиях / Р.М. Вафин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 53–55.

32. Экспресс-метод оценки ингибиторов глин / Д.Ю. Иванов [и др.] // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 1 (21). – С. 78–83.

33. Механизм разупрочнения глинистых пород буровыми технологическими жидкостями / В.И. Балаба [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2008. – № 2. – С. 19–22.

34. Gomez S., He W. Fighting wellbore instability: customizing drilling fluids based on laboratory studies of shale-fluid interactions // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Tianjin, 2012. DOI: 10.2118/155536-MS

35. ГОСТ 33696-2015 (ИСО 10416:2008). Растворы буровые. Лабораторные испытания. – Москва: Стандартинформ, 2016. – 100 с.

36. Simpson J.P. Studies dispel myths, give guidance on formulation of drilling fluids for shale stability. IADC/SPE 39376. IADC/SPE Drilling Conference. – Dallas, 1998. DOI: 10.2118/39376-MS

37. Water-based muds and shale interactions / S. Carminati, L. Del Gaudio, G. Del Piero, M. Brignoli // SPE 65001. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Houston, 2001. DOI: 10.2118/65001-MS

38. Байдюк Б.В., Шиц Л.А., Талахадзе М.Г. Оценка снижения механической прочности горной породы под воздействием бурового раствора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 9. – С. 10–14.

39. Wellbore stability in unconventional shale – the design of a nano-particle fluid / M. Riley [et al.] // SPE 153729. SPE Oil and Gas India Conference. – Mumbai, 2012. DOI: 10.2118/153729-MS

40. Design of water-based drilling fluids for an extended reach well with a horizontal displacement of 8000 m located in Liuhua oilfield / Y. Jienian [et al.] // SPE 130959. SPE International Oil&Gas Conference. – Beijing, 2010. DOI: 10.2118/130959-MS

41. Development of new, environmentally friendly, salt-free shale inhibitors for water based drilling fluids / A. Bradbuty [et al.] // AADE National Technical Conference and Exhibition. – Oklahoma City, 2013.

42. РД 39-00147001-773-2004. Методика контроля параметров буровых растворов. – Москва: Стандартинформ, 2004. – 110 с.

43. Новые подходы к оценке ингибирующих свойств инвертно-эмульсионных буровых растворов / И.Л. Некрасова, П.А. Хвоцин, О.В. Гаршина, Г.В. Конесев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 2. – С. 28–33.

## References

1. Rentgenograficheskiy kolichestvennyi fazovyi analiz osadochnykh gornykh porod [X-ray quantitative phase analysis of sedimentary rocks]. Metodicheskie rekomendatsii MP-03/RF-2015. Perm', Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2015.

2. Novikov V.S. Ustoichivost glinistykh porod pri burenii skvazhin [The stability of clay rocks during drilling]. Moscow, Nedra, 2000, 270 p.

3. Berry S.L., Boles J.L., Brannon H.D., Beall B.B. Performance evaluation of ionic liquids as a clay stabilizer and shale inhibitor. *SPE International Symposium and Formation Damage Control held in Lafayette*. Louisiana, 2008. DOI: 10.2118/112540-MS

4. Gaidarov M.M.-R. et al. Ustoichivost stenok skvazhiny v glinistykh otlozheniakh [The stability of the borehole walls in clay deposits]. *Nefteservis*, 2013, no.2, pp.28-32.

5. Gaidarov M.M.-R. et al. Ustoichivost glinistykh porod pri burenii skvazhin [Clay rock stability while well drilling]. *Stroitelstvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2013, no.7, pp.20-30.

6. Patel A. et al. Highly inhibitive water-based fluid system provides superior chemical stabilization of reactive shale formations. *AADE 01-NC-HO-55/AADE National Drilling Conference, held at the Omni Houston Westside*. Houston, 2001.

7. Kuznetsov V.G. Litologiya. Osadochnye gornye породы i ikh izuchenie [Lithology. Sedimentary rocks and their study]. Moscow, Nedra-Biznescentr, 2007, 511 p.

8. Bol G.M. et al. Borehole stability in shales. *SPE Drilling & Completion*, 1994, vol.9, iss.02, pp.87-94. DOI: /10.2118/24975-PA

9. Koshelev V.N., Rastegaev B.A., Dobrosmyslov A.S. Obespechenie ustoichivosti glinistykh otlozhenii za schet primeneniia ingibirovannykh burovyykh rastvorov [Ensuring the stability of clay deposits through the use of inhibited drilling fluids]. *Stroitelstvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2008, no.3, pp.30-34.

10. Vasiliev M. et al. A drilling fluid with high inhibitory characteristics, based on freshwater, contributing to increased drilling efficiency in more than 600 wells at the Salym oil fields. *SPE 160675. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, 2012. DOI: 10.2118/160675-RU

11. Fetsets R.M., Mosin V.A., Riabtsev P.L. Opyt sovershenstvovaniia inkapsuliruiushchikh burovyykh rastvorov pri burenii skvazhin na Iuzhno-Priobskom mestorozhdenii [The experience of improving encapsulating drilling fluids in wells drilling in the South Priobskoye field]. *Stroitelstvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, no.9, pp.45-50.

12. Uliasheva N.M. et al. Zadachi upravleniia adgezionnymi svoistvami burovyykh rastvorov pri uglublenii skvazhiny v glinistykh porodakh [A management of adhesive drilling fluid properties on a well sinking into clay deposits]. *Neftgazovoe delo*, 2014, no.6, pp.103-119. DOI: 10.17122/ogbus-2014-6-103-119

13. Petrov N.A. et al. Otritsatelnye i polozhitelnye posledstviia obrabotki burovyykh rastvorov zhidkostiami GKZh-10 i GKZh-11 [Negative and positive effects of drilling fluid treatment with GKZh-10 and GKZh-11 fluids]. *Neftgazovoe delo*, 2006, no.2, p.7.

14. Petrov N.A., Konesev G.V., Davydova I.N. Issledovanie spetsialnykh svoystv reagentov, primeniayemykh v promyvochnykh zhidkostiakh [Research of special properties of reagents, applied in bore solution liquids]. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 5, pp.397-401. DOI: 10.17122/ogbus-2017-3-6-25
15. Reid P.I., Dolan B., Cliffe S. Mechanism of shale inhibition by polyols in water based drilling fluids. *SPE 28960. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. San Antonio, 1995. DOI: 10.2118/28960-MS
16. Samaei S.M., Tahmasbi K. The possibility of replacing oil-based mud with the environmentally acceptable water-based glycol drilling mud for the Iranian fields. *SPE 106419. SPE Environmental and Safety Conference*. Texas, 2007. DOI: 10.2118/106419-MS
17. Gaifutdinov G.Sh. et al. Poliglikolevyi modifikator burovykh rastvorov [Polyglycol drilling mud modifier]. Patent 2224780 Russian Federation, MPK<sup>7</sup> C09K7/02, no.2002119246/03; 2004.
18. Perricone A.C. Modifitsirovannyi ekologicheski bezopasnyi ingibiruiushchii burovoy rastvor i metod ego ispolzovaniia [Modified non-polluting liquid phase shale swelling inhibition drilling fluid and method of using same]. Patent US 4830765, kl. C09K8/06, no.US219870128798, 1987.
19. Paten A. et al. Advances in inhibitive water-based drilling fluids – can they replace oil-based muds? *SPE 106476. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, 2007. DOI: 10.2118/106476-MS
20. Guerrero X., Guerrero M., Warren B. Use of amine/PHPA system to drill high reactive shales in the Orito field in Colombia. *SPE 104010. First International Oil Conference*. Mexico, 2006. DOI: 10.2118/104010-MS
21. Rosa R.C. et al. A new inhibitive water-based fluid: a completely cationic system. *SPE 94523. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Rio de Janeiro, 2005. DOI: 10.2118/94523-MS
22. Gaidarov M.M.-R. et al. Kationnoingibiruiushchii burovoy rastvor [Cationic Inhibitant Drilling Mud]. Patent 2534546 Russian Federation, MPK<sup>7</sup> C09K8/24, no.2013133733/03, 2014.
23. Dye W. et al. New water-based mud balances high-performance drilling and environmental compliance. *SPE 92367. IADC/SPE Drilling Conference*. Amsterdam, 2005. DOI: 10.2118/92367-MS
24. Vitvitskii E.I., Antonchik R.L., Demidov R.N. Primenenie burovogo rastvora na sinteticheskoi osnove “Rheliant Plus” dlia stroitelstva skvazhin v nesovmestimykh gorno-geologicheskikh usloviyakh [Application “Rheliant Plus” drilling fluid system for drilling wells in incompatible geological conditions]. *Burenie i neft*, 2016, no.32-33, pp.32-33.
25. Makarova Ia.A., Egorova A.S. Universalnyi rastvor na uglevodorodnoi osnove dlia bureniia gorizontalnykh skvazhin [Universal hydrocarbon based fluid for drilling horizontal wells]. *Bulatovskie chteniia*, 2017, vol.3, pp.162-165.
26. Khvoshchin P., Lyadova N., Iliasov S. et al. The results of horizontal well drilling using invert-emulsion fluid at Kharyaginskoe field. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, 2014. DOI: 10.2118/171283-MS
27. Nekrasova I.L., Garshina O.V., Khvoshchin P.A. Teoriia i praktika ispolzovaniia invertno-emulsionnykh rastvorov v protsesse stroitelstva skvazhin [Theory and practice of using invert-emulsion solutions in the process of well construction]. Perm, Aster, 2016, 148 p.
28. Khvoshchin P.A. et al. Utiazhelennyi invertnyi emulsionnyi rastvor s reguliruemym reologicheskim profilem dlia stroitelstva gorizontalnykh skvazhin [Weighted invert emulsion drilling fluid with controlled rheology profile for horizontal well construction]. *Neftegazovoe delo*, 2015, vol.13, no.1, pp.35-44.
29. Labenski F., Reid R., Santos H. Drilling fluids approaches for control of wellbore instability in fractured formations. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*. Abu Dhabi. DOI: 10.2118/85304-MS
30. Ivenina I.V. Povyshenie effektivnosti ingibirovaniia glinistykh porod putem upravleniia mineralizatsiei burovykh rastvorov [Improving the effectiveness of inhibition of clay rocks by controlling the salinity of drilling fluids]. Abstract of Ph. D. thesis. Ukhta, 2011, 25 p.
31. Vafin R.M. et al. Vychor burovogo rastvora dlia provodki skvazhin v oslozhnennykh gorno-geologicheskikh usloviyakh [Choosing drilling fluid for well making in complicated mining and geological conditions]. *Oil industry*, 2013, no.1, pp.53-55.
32. Ivanov D.Iu. et al. Ekspress-metod otsenki ingibitorov glin [Express method for evaluating clay inhibitors]. *Geolnzhiniring*, 2014, no.1 (21), pp.78-83.
33. Balaba V.I. et al. Mekhanizm razuprochneniia glinistykh porod burovymi tekhnologicheskimi zhidkostiami [The mechanism of softening of clay rocks by drilling fluids]. *Inzhenerneftianik*, 2008, no.2, pp.19-22.
34. Gomez S., He W. Fighting wellbore instability: customizing drilling fluids based on laboratory studies

of shale-fluid interactions. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Tianjin, 2012. DOI: 10.2118/155536-MS

35. GOST 33696-2015 (ISO 10416:2008) Rastvory burovye. Laboratornye ispytaniia [Drilling fluids. Laboratory tests]. Moscow, Standartinform, 2016, 100 p.

36. Simpson J.P. Studies dispel myths, give guidance on formulation of drilling fluids or shale stability. IADC/SPE 39376. *IADC/SPE Drilling Conference*. Dallas, 1998. DOI: 10.2118/39376-MS

37. Carminati S., Del Gaudio L., Del Piero G., Brignoli M. Water-based muds and shale interactions. SPE 65001. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, 2001. DOI: 10.2118/65001-MS

38. Baidiuk B.V., Shits L.A., Talakhadze M.G. Otsenka snizheniia mekhanicheskoi prochnosti gornoi porody pod vozdeistviem burovogo rastvora [Evaluation of the reduction of mechanical strength of rock under the influence of drilling mud]. *Stroitelstvo nefதியanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2008, no.9, pp.10-14.

39. Riley M. et al. Wellbore stability in unconventional shale - the design of a nano-particle fluid. SPE 153729. *SPE Oil and Gas India Conference*. Mumbai, 2012. DOI: 10.2118/153729-MS

40. Jienian Y. et al. Design of water-based drilling fluids for an extended reach well with a horizontal displacement of 8000 m located in Lihua oilfield. SPE 130959. *SPE International Oil&Gas Conference*. Beijing, 2010. DOI: 10.2118/130959-MS

41. Bradbuty A. et al. Development of new, environmentally friendly, salt-free shale inhibitors for water based drilling fluids. *AADE National Technical Conference and Exhibition*. Oklahoma City, 2013.

42. RD 39-00147001-773-2004. Metodika kontroliia parametrov burovyykh rastvorov [Method of monitoring parameters of drilling fluids]. Moscow, Standartinform, 2004, 110 p.

43. Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Garshina O.V., Konesev G.V. Novye podkhody k otsenke ingibiruiushchikh svoystv invertno-emulsionnykh burovyykh rastvorov [New approaches to inhibitory properties evaluation of invert emulsion drilling fluids]. *Stroitelstvo nefதியanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2017, no.2, pp.28-33.

Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Комплекс методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов по отношению к глинистым набухающим горным породам (на примере «реактивных» глин монтмориллонитовой группы казанского, татарского ярусов пермской системы) / И.Л. Некрасова, П.А. Хвошин, Д.А. Казаков, О.В. Гаршина, Г.В. Окромелидзе, Д.В. Тирон // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №2. – С.150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.5

Please cite this article in English as:

Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Kazakov D.A., Garshina O.V., Okromelidze G.V., Tiron D.V. A set of methods for evaluating the inhibiting properties of drilling fluids towards swelling clay rocks (using the “reactive” clays of the montmorillonite group of the Kazanian and the Tatarian stages of the Permian system). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.2, pp.150-161. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.5