DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-3-20-28

УДК 622.24.06

Г.В. Конесев, А.Х. Аглиуллин, М.Е. Логинова (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова, А.А. Кунакасов** (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень, Российская Федерация)

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЯМР РЕЛАКСОМЕТРИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Gennadiy V. Konesev, Akhtyam H. Agliullin, Marianna E. Loginova (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation),
Eduard V. Babushkin, Marina G. Buyanova, Artur A. Kunakasov
(Branch of LUKOIL-Engineering LLC, KogalymNIPIneft in the city of Tyumen, Tyumen, Russian Federation)

APPLICATION OF NMR RELAXOMETRY FOR THE ASSESSMENT OF THE INHIBITING PROPERTIES OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS

Введение

Рассмотрен метод ядерно-магнитной релаксометрии для получения молекулярных характеристик взаимодействия водной составляющей бурового раствора с глинодержащими породами. Данный метод позволяет на микроуровне проводить исследования физико-химических процессов гидратации глинодержащих пород на естественных керновых образцах. Приводятся результаты оценки эффективности различных безглинистых буровых растворов по ингибирующей способности их фильтратов.

Цели и задачи

Оценить физико-химические взаимодействия в системе «глина - вода» методом ядерно-магнитной релаксометрии.

Background

The method of nuclear magnetic relaxometry to obtain molecular characteristics of the interaction of the drilling fluid aqueous component with clay-containing rocks is considered. This method allows the study of physicochemical processes of hydration of clay-containing rocks on natural core samples at the micro level. The results of evaluating the effectiveness of various non-clay drilling fluids by the inhibitory ability of their filtrates are presented.

Aims and Objectives

To evaluate the physicochemical interactions in the «clay - water» system by nuclear magnetic relaxometry.

Данный метод определяет количественную оценку состояния пустотного пространства в процессе набухания глинодержущего ядерного материала и позволяет сформулировать рекомендации по улучшению качества промывочных жидкостей.

Методы исследования

Метод ядерно-магнитной релаксометрии основан на регистрации и измерении амплитуды сигналов спинного эха, получаемого в результате прецессии системы протонов. По начальной амплитуде сигнала измеряется количество флюида. Объем образца ядра позволяет регистрировать пористость образца. Метод основывается на резонансном поглощении энергии высокочастотного электромагнитного поля ядрами водорода флюидов, насыщающих эти породы. Как перспективный метод исследования поровой среды, способный объективно оценить и дополнить результаты лабораторных измерений, в работе был применен ЯМР-релаксометр МСТ-05 совместного производства России и США.

Результаты

Для оценки ингибирующих свойств буровых растворов на водной основе использован метод ЯМР-релаксометрии. Данный метод позволяет определить изменение емкостных свойств глин за счет сорбции водной составляющей бурового раствора с матрицей глинодержущих горных пород. Замедлять или ускорять данный процесс можно, включая в рецептуру буровых растворов различные ингредиенты, являющиеся ускорителями или ингибиторами физико-химических реакций гидратации и сольватации на поверхности глин. Наибольший эффект подавления активности глин и глинодержущих пород к набуханию достигается при промывке скважин безглинистым буровым раствором с комплексом реагентов Polysil Potassium и КПСП.

This method determines the quantitative assessment of the void space state during the swelling of clay-containing core material and allows us to formulate recommendations for improving the flushing fluids quality.

Methods

The nuclear magnetic relaxometry method is based on recording and measuring the amplitude of the spin echo signals obtained as a result of the precession of the proton system. The initial amplitude of the signal measures the amount of fluid. The volume of the core sample allows you to record the porosity of the sample. The method is based on the resonance absorption of high-frequency electromagnetic field energy by the nuclei of hydrogen fluids saturating these rocks. As a promising method for studying the pore medium, capable of objectively evaluating and supplementing the results of laboratory measurements, an NMR-relaxometer MCT-05 of joint production of Russia and the USA was used in the work.

Results

To evaluate the inhibitory properties of water-based drilling fluids, the NMR relaxometry method was used. This method allows you to determine the change in the capacitive properties of clays due to the sorption of the aqueous component of the drilling fluid with a matrix of clay-containing rocks. It is possible to slow down or accelerate this process, including various ingredients in the drilling fluids formulation that are accelerators or inhibitors of the physicochemical reactions of hydration and solvation on clay surfaces. The greatest effect of suppressing the activity of clays and clay-containing rocks to swelling is achieved when washing wells with clay-free drilling mud with a complex of reagents Polysil Potassium and KLSP.

Ключевые слова: ингибирующие свойства; ЯМР релаксометрия; буровой раствор; разупрочнение глинистых пород

Key words: inhibitory properties; NMR relaxometry; drilling fluid; clay softening

Устойчивость стенок скважин в разрезах глин, аргиллитов, глинистых сланцев, а также проницаемость глинодержущих продуктивных коллекторов резко снижаются при

проникновении водных фильтратов буровых растворов в указанные породы. При этом рост влажности глин с 2-4 % в естественном залегании до 8-9 % и более при бурении вы-

зывает увеличение межслоевых расстояний (набухание) и многократно снижает энергию связей между слоями и пакетами глинистых минералов [1].

Традиционными методами профилактики набухания глинистых пород являются ионное ингибирование, экранирование их поверхностей полимерами (полимерное капсулирование) и гидрофобизаторами, физическая и химическая коагуляция пор. Коагуляция каналов продуктивных пластов в процессе первичного вскрытия должна предусматривать эффективную декоагуляцию в процессе освоения скважин [2].

Перечисленные методы ограничения степени набухания глинистых пород реализуются через буровые растворы соответствующих составов.

Достаточно успешные результаты бурения скважин в Западной Сибири получены при применении модифицированного бурового раствора на основе Polysil potassium [3, 4] и карболигносульфоната пекового (КЛСП).

Для оценивания этих свойств используются различные методы. Однако существующие методики оценки ингибирующих свойств не в полной мере отражают процессы, происходящие на границе «фильтрат - горная порода».

Лабораторные исследования по сохранению устойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми породами, производятся преимущественно с «коммерческими», чистыми глинами либо с глинодержащими породами, но в любом случае после разрыва естественных межструктурных связей, то есть опытные образцы высушивают и диспергируют до порошкообразного состояния.

Таким образом, оценка стабильности анализируемого кернового материала после влияния буровых растворов является не совсем точной [5, 6].

На набухание глинистых пород и последующее разрушение их на стенках скважины большое влияние оказывают характер напряженного состояния породы и воздействие фильтратов буровых растворов, проявляющееся в адсорбционном понижении прочности и поверхностном пластифицировании

твердых тел (П.А. Ребиндер), возникновении положительного расклинивающего давления (Б.В. Дерягин), адсорбционно-сольватных слоев в микрощелях, раскрывающих межчастичные связи и затормаживающих их восстановление в тупиковых участках трещин и пор. Образование и перемещение адсорбционно-сольватных слоев связано с наличием избыточной свободной поверхностной энергии на границах раздела фаз, а их перемещение в тупиковых участках каналов ограничивается из-за статистического фактора. Очевидна наиболее высокая вероятность проникновения в узкие каналы мономерных молекул воды и относительно малых размеров молекул органических соединений, например поверхностно-активных веществ. Влажность малопроницаемых глинистых пород связана с глубоким проникновением в пустотное пространство молекул воды за счет различных видов массопереноса, например осмоса и капиллярного всасывания.

Перспективным способом оценки ингибирующих свойств на молекулярном уровне поэтому является метод ядерно-магнитной релаксометрии (ЯМР релаксометрии) [7-11]. Данный метод определяет количественную оценку изменения содержания молекул воды в процессе набухания в глиносодержащем керновом материале и позволяет сформулировать рекомендации по дальнейшей обработке буровых растворов. С помощью предложенного метода оцениваются молекулярные характеристики взаимодействия водной составляющей бурового раствора с глинодержащими породами.

Для реализации метода оценки ингибирующих свойств растворов использован керновый материал. Образец № 1 отобран на Кустовом месторождении из пласта ЮС₁¹ с глубины 3055 м, образец № 2 - с Имилорского месторождения из пласта АЧ₅ с глубины 3199 м. Оба образца представлены глинистыми алевролитами и имеют низкие значения пористости.

Для определения состава пород использован рентгенофазный анализ (РФА), этим методом образцы были исследованы в «естественном» состоянии, не подвергаясь

предварительно процедурам экстракции и сушки.

Методом РФА проводится анализ элементного состава глин, дается процентное содержание глинистых минералов в образцах. Результаты РФА представлены в таблице 1, где КПШ - калиево-натриевые полевые шпаты, Пл - плагиоклазы, Гс - гидрослюда.

Установлено, что образцы пород представлены крупно- и мелкозернистыми глинистыми алевролитами, основными глинистыми минералами в данных породах являются каолинит, хлорит и гидрослюда, присутствующие в различных количествах.

Для проведения оценки изменения емкостных свойств образцов ядерного материала после воздействия буровых растворов, каждый из образцов был разделен на 4 части. Каждая из полученных частей породы была измерена на ЯМР релаксметре (*первый ЯМР замер*), полученные близкие распределения ЯМР интенсивности по времени поперечной релаксации указывают на то, что порода частей имеет схожее строение и содержит органический материал, так как образцы не экстрагированы. Затем 2-ая, 3-я и 4-я части каждого из образцов были помещены в различные составы безглинистых буровых растворов на водной основе (БР1, БР2, БР3), и выдержаны в течение 24 ч при атмосферных условиях (БР1 – полимерхлоркалийевый раствор, БР2 - ингибирующий буровой рас-

твор с комплексным реагентом Polysil Potassium минерализованный калий хлористым (KCl), БР3 - ингибирующий буровой раствор с Polysil Potassium + КЛСП + KCl. Концентрация KCl в различных рецептурах поддерживалась на уровне 2 %).

Первые части каждого из образцов не подвергались воздействию буровых растворов и являлись контрольными. После воздействия буровых растворов все части образцов, включая контрольные, были вместе насыщены пластовой водой методом вакуумирования. На насыщенном породе проводились повторные ЯМР измерения (*второй ЯМР замер*), в этом случае фиксировался суммарный объем органического материала породы и воды, вошедшей в пустотное пространство в процессе выдержки в растворах и насыщения водой.

Результаты второго измерения в отличие от первого оказались различными (таблица 2). Причина этого - разная степень влияния буровых растворов на одну породу.

Из таблицы 2 видно, что содержание воды в поровом пространстве образцов после выдержки их в растворах уменьшается на 2,6-81,5 %. Для наглядности на рисунке 1 приведены графики распределения интенсивности ЯМР сигнала от времени поперечной релаксации на примере образца №1 до и после воздействия различных систем буровых растворов.

Таблица 1. Минеральный состав образцов по данным РФА

Лабораторный номер образца	Глубина, м (по систематизации)	Содержание, в процентах									
		Кварц	КПШ	Пл	Кальцит	Доломит	Сидерит	Пирит	Глиносодержащие породы		
									Каолинит	Хлорит	Гс
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	3055,35	18	16	31	0	0	0	2	5	8	20
2	3199,27	24	10	28	5	0	1	0	6	13	13

Таблица 2. Сводные данные объемного пространства горной породы после влияния различных систем буровых растворов на водной основе

Номер образца	Коэффициент пористости по газу, %	Объем, %			Относительное уменьшение, %	Воздействие на керновые образцы жидкостей
		органического вещества в пустотном пространстве породы	пустотного пространства породы после насыщения	воды, вошедшей в пустотное пространство породы после воздействия БР		
1-1	2,07	2,32	6,21	3,89	-	Дист. вода + NaCl (31,8 г/л)
1-2	2,07	2,55	6,34	3,79	2,6	БР1
1-3	1,91	2,45	4,02	1,57	59,6	БР2
1-4	1,91	2,68	3,4	0,72	81,5	БР3
2-1	4,75	2,11	9,48	7,37	-	Дист. вода + NaCl (25,0 г/л)
2-2	4,75	2,43	7,87	5,44	26,2	БР1
2-3	5,11	2,73	5,26	2,53	65,7	БР2
2-4	5,11	2,20	4,19	1,99	73,0	БР3

Рисунок 1. Распределение интенсивности ЯМР сигнала от времени поперечной релаксации T_2 , до и после воздействия буровых растворов на примере образца № 1

Получен диапазон распределения времен релаксации T_2 , который характеризует остаточный флюид поровой среды. Регистрируемый сигнал представлен одномодальным распределением времен релаксации (рисунок 1), который для каждого образца имеет индивидуальный диапазон и амплитуду сигнала [8, 10-13].

Кривые распределения показывают, как величина пористости распределяется по времени релаксации до и после выдержки в среде промывочной жидкости. Из таблицы 2 и рисунка 1 видно, что разные составы буровых растворов по-разному влияют на керновый материал.

Модифицированный буровой раствор БРЗ наиболее существенно замедлил сорбционные процессы в системе «глина - вода» и ограничил более чем на 70 % поступление воды в пустотное пространство породы.

Выводы

Для оценки ингибирующих свойств буровых растворов на водной основе использован метод ЯМР релаксометрии.

Данный метод позволяет определить изменение емкостных свойств глин за счет сорбции водной составляющей бурового раствора с матрицей глиносодержащих горных пород. Замедлять или ускорять данный процесс можно, включая в рецептуру буровых растворов различные ингредиенты, являющиеся ускорителями или ингибиторами физико-химических реакций гидратации и сольватации на поверхности глин. Наибольший эффект подавления активности глин и глиносодержащих пород к набуханию достигается при промывке скважин безглинистым буровым раствором с комплексом реагентов Polysil Potassium и КПСП.

Список литературы

1. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. М.: Недра, 1972. 392 с.
2. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: В 5 Т. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. Т. 4. 494 с.
3. Буянова М.Г., Бабушкин Э.В., Аглиуллин А.Х., Конесев Г.В. Анализ применения ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства пологих скважин в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 10. С. 29-32. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-10-29-32.
4. Бабушкин Э.В., Буянова М.Г., Аглиуллин А.Х., Конесев Г.В., Тептерева Г.А. Разработка ингибирующих буровых растворов для повышения эффективности строительства скважин в сложных горно-геологических условиях // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. 2018. Т. 10. № 2. С. 42-62. URL: http://www.nanobuild.ru/ru_RU/journal/Nanobuild-2-2018/42-62.pdf (дата обращения: 17.04.2020). DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62.
5. Паршукова Л.А. Комплексный подход к проблеме устойчивости глинистых пород при бурении скважин // Булатовские чтения: матер. I Междунар. науч.-практ. конф.: В 5 Т. Краснодар: Издательский Дом - Юг, 2017. Т. 3. С. 222-230.
6. Паршукова Л.А., Симикин А.В., Сими-

References

1. Kister E.G. *Khimicheskaya obrabotka burovyykh rastvorov* [Chemical Treatment of Drilling Fluids]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 392 p. [in Russian].
2. Ovchinnikov V.P. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin: V 5 T.* [Oil and Gas Well Drilling Technology: In 5 Vol.]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2014, Vol. 4. 494 p. [in Russian].
3. Buyanova M.G., Babushkin E.V., Agliullin A.Kh., Konesev G.V. Analiz primeneniya ingibiruyushchego burovogo rastvora dlya povysheniya effektivnosti stroitel'stva pologikh skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usloviyakh [Analysis of Inhibiting Drilling Fluids Used to Increase the Construction Efficiency of Low-Angle Wells in Complicated Geological Conditions]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more - Construction of Oil and Gas Wells on-Land and off-Shore*, 2018, No. 10, pp. 29-32. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-10-29-32. [in Russian].
4. Babushkin E.V., Buyanova M.G., Agliullin A.Kh., Konesev G.V., Tepтерева G.A. Razrabotka ingibiruyushchikh burovyykh rastvorov dlya povysheniya effektivnosti stroitel'stva skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usloviyakh [Development of Inhibiting Drilling Solutions for Increasing Efficiency of Well Construction in Complex Mining-Geological Conditions]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve: nauchnyi internet-zhurnal - Nanotechnologies in Construction: A Scientific Internet-*

кин А.В., Шакиров Р.Р., Казанцев М.И. Проблемы устойчивости ствола скважины и пути их решения // Булатовские чтения: матер. III Междунар. науч.-практ. конф.: В 5 Т. Краснодар: Издательский Дом - Юг, 2019. Т. 3. С. 90-91.

7. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 838 с.

8. СТО КогалымНИПИнефть 05.021-2010. Породы горные. Определение водосодержания 100 % и частично насыщенных образцов керна в лабораторных условиях с использованием установки ЯМР релаксометр МСТ-05. 2010. 13 с.

9. Ускова Е.И., Дорогницкий М.М., Скирда В.Д. Новые аспекты 2D корреляционной релаксометрии в ЯМР // Ученые записки физического факультета московского университета. 2019. № 4. С. 1940503 (1-12).

10. Ускова Е.И., Фатхутдинов И.Х., Дорогницкий М.М., Мулюков Р.А. Практическое применение существующих методик и новой ЯМР-методики оценки диспергирующих свойств систем буровых растворов // 75 лет нефтяному образованию в Республике Башкортостан: тез. докл. Всеросс. науч.-техн. конф., посвященной 70-летию УГНТУ. Уфа: РН-БашНИПИнефть, 2018. С. 60.

11. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. М.: Недра, 1986. 161 с.

12. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR Logging, Principles and Applications. Houston: Halliburton Energy Services Publishing, 1999. 234 p.

13. Matteson A., Tomanic J.P., Herron M.M., Allen D.F., Kenyon W.E. NMR Relaxation of Clay-Brine Mixtures // Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA. 1998. SPE-49008-MS. DOI: 10.2118/49008-MS.

Journal, 2018, Vol. 10, No. 2, pp. 42-62. URL: http://www.nanobuild.ru/ru_RU/journal/Nanobuild-2-2018/42-62.pdf (accessed 17.04.2020). DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62. [in Russian].

5. Parshukova L.A. Kompleksnyi podkhod k probleme ustoichivosti glinistyykh porod pri burenii skvazhin [Complex Approach to the Problem of the Stability of Clay Rocks in the Drilling of Wells]. *Materialy I Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Bulatovskie chteniya»: V 5 T.* [Materials of the I International Scientific and Practical Conference «Readings of A.I. Bulatov»: In 5 Vol.]. Krasnodar, Izdatel'skii Dom - Yug Publ., 2017, Vol. 3, pp. 222-230. [in Russian].

6. Parshukova L.A., Simikin A.V., Simikin A.V., Shakirov R.R., Kazantsev M.I. Problemy ustoichivosti stvola skvazhiny i puti ikh resheniya [Problems of Wellbore Stability and Ways of Solving them]. *Materialy III Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Bulatovskie chteniya»: V 5 T.* [Materials of the III International Scientific and Practical Conference «Readings of A.I. Bulatov»: In 5 Vol.]. Krasnodar, Izdatel'skii Dom - Yug Publ., 2019, Vol. 3, pp. 90-91. [in Russian].

7. Tiab Dzh., Donaldson E.Ch. *Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kolektorskikh svoystv gornyykh porod i dvizheniya plastovyykh flyuidov* [Petrophysics: Theory and Practice of Studying the Reservoir Properties of Rocks and the Movement of Reservoir Fluids]. Moscow, Premium Inzhiniring Publ., 2009. 838 p. [in Russian].

8. СТО КогалымНИПИнефть 05.021-2010. Породы горные. Определение водосодержания 100 % и частично насыщенных образцов керна в лабораторных условиях с использованием установки ЯМР релаксометр МСТ-05 [СТО КогалымНИПИнефть 05.021-2010. The Rocks are Mountain. Determination of Water Content of 100% and Partially Saturated Core Samples in Laboratory Conditions Using the NMR Relaxometer MCT-05]. 2010. 13 p. [in Russian].

9. Uskova E.I., Dorognitskii M.M., Skirda V.D. Nove aspekty 2D korrelyatsionnoi relaksometrii v YaMR [New Aspects of 2D Correlation Relaxometry in NMR]. *Uchenye zapiski fizicheskogo fakul'teta moskovskogo universiteta - Memoirs of the Faculty of Physics, Lomonosov Moscow State University*, 2019, No. 4, pp. 1940503 (1-12). [in Russian].

10. Uskova E.I., Fatkhutdinov I.Kh., Dorognitskii M.M., Mulyukov R.A. Prakticheskoe primeneniye sushchestvuyushchikh metodik i novoi YaMR-metodiki otsenki dispergiruyushchikh svoystv sistem burovyykh rastvorov [Practical Application of Existing Techniques and a New NMR Technique for Assessing the Dispersing Properties of Drilling Fluid Systems]. *Tezisy dokladov Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii, posvyashchennoi 70-letiyu UGNTU «75 let neftyanomu obrazovaniyu v Respublike Bashkortostan»* [Abstracts of the All-Russian Scientific and Technical Conference Dedicated to the 70th Anniversary of USPTU «75 Years of Oil Education in the Republic of Bashkortostan»]. Ufa, RN-BashNIPIneft' Publ., 2018, pp. 60. [in Russian].

11. Goldberg V.M., Skvortsov N.P. *Pronitsaemost' i fil'tratsiya v glinakh* [Clay Permeability and Filtration]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 161 p. [in Russian].

12. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. *NMR Logging, Principles and Applications*. Houston, Halliburton Energy Services Publishing, 1999. 234 p.

13. Matteson A., Tomanic J.P., Herron M.M., Allen D.F., Kenyon W.E. NMR Relaxation of Clay-Brine Mixtures. *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA, 1998, SPE-49008-MS. DOI: 10.2118/49008-MS.

Авторы

• Конесев Геннадий Васильевич, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: konesev.burenie@mail.ru

• Аглиуллин Ахтям Халимович, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: dir@et.center

• Логинова Марианна Евгеньевна, канд. физ.-мат. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: ufamel@yandex.ru

• Бабушкин Эдуард Валерьевич, канд. техн. наук
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Начальник Управления проектирования и мониторинга строительства скважин, Направление бурения
Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 41
e-mail: BabushkinEV@tmn.lukoil.com

The Authors

• Konesev Gennadiy V., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas Well Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: konesev.burenie@mail.ru

• Agliullin Akhtyam H., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas Well Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: dir@et.center

• Loginova Marianna E., Candidate of Physical and Mathematical Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Well Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: ufamel@yandex.ru

• Babushkin Eduard V., Candidate of Engineering Sciences
KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen
Head of Department for Design and Monitoring of Well Construction, Drilling Direction
41, Republic str., Tyumen, 625000,
Russian Federation
e-mail: BabushkinEV@tmn.lukoil.com

• Буянова Марина Германовна
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Инженер 1 категории Управления технологии
строительства скважин, Направление бурения
Российская Федерация, 628483,
г. Когалым, ул. Центральная, 19/17
e-mail: marina080506@mail.ru

• Buyanova Marina G.
KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC
in Tyumen
Category 1 Engineer, Well Construction Technology
Department, Drilling Direction
19/17, Central str., Kogalym, 628483,
Russian Federation
e-mail: marina080506@mail.ru

• Кунакасов Артур Ахатович
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Ведущий специалист, Направление геологии
Российская Федерация, 628483,
г. Когалым, ул. Центральная, 19/17
e-mail: BabushkinEV@tmn.lukoil.com

• Kunakasov Artur A.
KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC
in Tyumen
Leading Specialist, Geology Direction
19/17, Central str., Kogalym, 628483,
Russian Federation
e-mail: Kunakasovaa@tmn.lukoil.com