DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.64-75
EDN TZMWMZ
УДК 552.578.2

Изменение физико-химических свойств нефти в процессе разработки нефтяного объекта Волго-Уральской провинции

Гибадуллин А.А., Сахарова М.П., Файзуллина А.А., Мингазова Л.Т., Фаттахов И.Г.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Changes of physical and chemical oil properties during development of an oil reservoir in the Volga-Ural province

A.A. Gibadullin, M.P. Sakharova, A.A. Fayzullina, L.T. Mingazova, I.G. Fattakhov

TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft, Almetyevsvk, Russia

E-mail: SakharovaMariyaP@tatnipi.ru

Аннотация. В статье описывается один из нефтяных объектов Волго-Уральской провинции. Разработка данной площади была начата в 1951 г. Основным эксплуатационным объектом площади являются продуктивные отложения кыновского ($Д_0$) и пашийского ($Д_1$) горизонтов нижнефранского подъяруса верхнего девона. Максимальный уровень отбора нефти по данной площади достигнут в 1961 г. – 3,3 млн. т. Благодаря вводу ряда нагнетательных скважин и внедрению мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта удавалось удерживать дебит на уровне 2,5 млн. т. в год.

Освещаются результаты сравнительного анализа характера изменения основных параметров нефти и газа кыновско-пашийского горизонта в различные стадии разработки (начальная – 1950–1970 гг., средняя –1970–1990 гг., поздняя – 1990 г. – по настоящее время). Видно, что такие параметры, как давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент снижаются, а плотность, вязкость и коэффициент сжимаемости пластовой нефти растут. Замечено увеличение содержания парафинов, смол и асфальтенов. Изменение этих показателей свидетельствует о том, что месторождение находится на завершающей стадии разработки. Для сохранения объемов добычи нефти площади

© Гибадуллин А.А., Сахарова М.П., Файзуллина А.А., Мингазова Л.Т., Фаттахов И.Г., 2025

необходимо осуществлять подбор наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи с учетом динамики изменения физико-химических свойств нефти.

Ключевые слова: *месторождение, нефть, физико-химические свойства, компонентный состав, плотность, вязкость, увеличение нефтеотдачи пластов*

Для цитирования: Гибадуллин А.А., Сахарова М.П., Файзуллина А.А., Мингазова Л.Т., Фаттахов И.Г. Изменение физико-химических свойств нефти в процессе разработки нефтяного объекта Волго-Уральской провинции // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 64-75. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.64-75. - EDN TZMWMZ

Abstract. The paper describes one of oil reservoirs in the Volga-Ural province. Development of this area started in 1951. The primary production targets are productive Kynovian (D0) and Pashian (D1) sediments of the Lower Frasnian substage of the Upper Devonian. Maximum oil production of as high as 3.3 million tons was reached in 1961. Implementation of waterflooding and enhanced oil recovery (EOR) methods allowed for maintaining of the production rate at 2.5 million tons per year.

The paper highlights the results of comparative analysis of changes in the main parameters of oil and gas of the Kynovian-Pashian sediments at different stages of development (initial - 1950-1970, intermediate - 1970-1990, late - 1990 - till present). It has been seen that such parameters as bubble point pressure, gas-oil ratio, and formation volume factor decrease, while density, viscosity, and compressibility factor of reservoir oil increase. Increase in the content of paraffins, resins and asphaltenes has been observed. Such changes are indicative of the final field development stage. Maintaining oil production requires selection of the most efficient EOR methods taking into account the changes in physical and chemical oil properties.

Key words*: field, oil, physical and chemical properties, compositional analysis, density, viscosity, enhanced oil recovery*

For citation: A.A. Gibadullin, M.P. Sakharova, A.A. Fayzullina, L.T. Mingazova, I.G. Fattakhov Izmeneniye fiziko-khimicheskikh svoystv nefti v protsesse razrabotki neftyanogo ob"yekta Volgo-Ural'skoy provintsii [Changes of physical and chemical oil properties during development of an oil reservoir in the Volga-Ural province]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 64-75. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.64-75. EDN TZMWMZ (in Russian)

Изучаемый объект является одной из центральных площадей нефтяного месторождения общей площадью 162,6 км^2. Она приурочена к западно-центральной части Южно-Татарского свода. С запада ограничена Алтунино-Шунакским прогибом, отделяющим площадь от Ново-Елховской структуры. Основным эксплуатационным объектом площади являются продуктивные отложения кыновского ($Д_0$) и пашийского ($Д_1$) горизонтов нижнефранского подъяруса верхнего девона, залегающих на глубине от 1586,0

до 1826,0 м [1-3]. Корреляция пластов пашийского горизонта осуществляется с использованием основных реперов «верхний известняк» и «муллинские глины», залегающих, соответственно, в кровельной и подошвенной частях горизонта и дополнительного репера «аргиллит» в средней части горизонта. Горизонт $Д_1$ является многопластовым объектом, в пределах которого выделяются пласты «а», «$б_1$», «$б_2$», «$б_3$», «в», «$г_1$», «$г_{2+3}$» и «д». Коллекторы пласта $Д_0$ приурочены к средней части кыновского горизонта, залегают в виде линз и полос различной величины и конфигураций, от весьма крупных до мелких, вскрытых одной скважиной. Пласт $Д_0$ является самостоятельной залежью пластово-сводового типа [4].

Несмотря на высокую геологическую изученность, пашийский и кыновский горизонты продолжают оставаться в центре внимания геологов и разработчиков в связи со значительными остаточными запасами нефти, которые по-прежнему находятся в недрах и извлечение которых предполагает использование новых подходов к их выработке на основании полного детального исследования геолого-физических характеристик продуктивного разреза [5, 6].

В самостоятельный объект разработки площадь выделена при составлении проекта в 1953–1955 гг. [7], а в промышленную разработку начала вводиться в 1957 г. Согласно проекту разработки, составленному во ВНИИ в 1950 г., разбуривание было произведено по сеткам:

- запад и восток – 800×650 м (пробурено по 4 ряда добывающих скважин);
- центр – 750×650 м (2 ряда добывающих скважин);
- юго-запад – 600×500 м.

Разбуривание площади начато в 1950 г., закончено в 1960 г., бурение разрезающих рядов – в 1954-1962 гг. До 1960 г. простаивало большое число фонтанных скважин с обводненностью выше 20 %, т.к. не хватало мощности деэмульсионных установок. С вводом электрообессоливающих установок

обводненные скважины переводились на механизированную добычу жидкости.

В 1961 г. достигнут максимальный уровень отбора нефти в 3,3 млн. т. и удерживался с некоторыми колебаниями до 1966 г. К этому времени с площади было отобрано более 30 млн. т. нефти, что составило около 27 % от начальных извлекаемых запасов при 26 % попутной воды. Текущий коэффициент нефтеизвлечения достиг 0,128 доли ед. С 1969 г. отмечено падение добычи нефти.

К 1970 г. началась закачка воды с пограничных скважинных рядов. Закачка в скважины западного ряда была прекращена в связи с активным влиянием со стороны Ново-Елховского месторождения. Пластовое давление стабилизировалось на уровне 16,0 МПа по площади и 14,0 МПа в зоне отбора.

В 1978 г. для поддержания добычи нефти на уровне 2,5 млн. т. в год пробурено дополнительно 168 скважин [8]. Кроме того, на площади проведен эксперимент по вовлечению в разработку слабопроницаемых коллекторов, который оказался эффективным. Введены методы увеличения нефтеотдачи пластов: закачка серной кислоты, ПАВ, углекислоты. Из гидродинамических – циклическое заводнение.

В 1982 г. уровни добычи нефти стали отставать от проектных данных. Благодаря внедрению мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта дебит приходит в норму [9].

На 2023 г. в добывающем фонде находятся 716 скважин, в том числе 422 действующих, 126 бездействующих, 11 в консервации, 116 ликвидированных, одна в ожидании ликвидации, 40 пьезометрических. В нагнетательном фонде 503 скважины, в том числе 319 действующих, 103 бездействующих, на площади пробурено 1219 скважин. Достигнутая плотность сетки скважин: одна в консервации, 76 ликвидированных, одна в освоении, 2 пьезометрических.

Основной способ эксплуатации скважин – механизированный, 275 скважин оборудованы УШГН и 147 скважин – УЭЦН [10].

Пластовое давление по площади находится практически на уровне начального и составляет 16,2 МПа. В целом энергетическое состояние площади оценивается как удовлетворительное.

В статье освещаются результаты сравнительного анализа характера изменения основных параметров нефти и газа кыновско-пашийского горизонта в различные периоды разработки одной из площадей крупнейшего месторождения [11].

В ходе промысловых исследований по выявлению закономерностей изменения физико-химических свойств нефти в течение разработки месторождения отмечено три стадии: начальная – 1950–1970 гг., средняя – 1970–1990 гг., поздняя – 1990 г. – по настоящее время (Рис. 1).

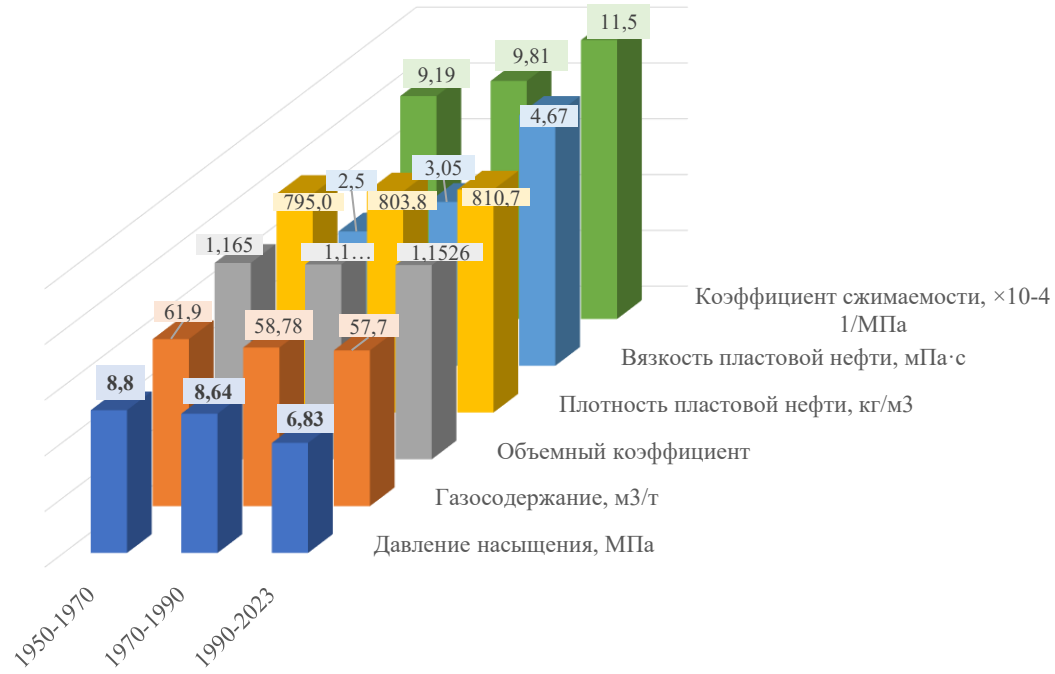

Рис. 1. Изменения средних параметров физико-химических свойств пластовой нефти кыновско-пашийских отложений площади Н

За период разработки месторождения с 1950 г. по настоящее время средние параметры пластовой нефти кыновско-пашийского горизонта варьируются в следующих пределах: плотность нефти в пластовых условиях –

от 795,0 до 810,7 кг/м^3, вязкость нефти в пластовых условиях – от 2,5 до 4,67 мПа·с, объемный коэффициент уменьшается от 1,165 до 1,1526, газосодержание – от 61,9 до 57,7 м^3/т, давление насыщения снижается от 8,8 до 6,83 МПа, относительная плотность газа – от 1,1055 до 1,5150 кг/м^3.

Таблица 1

Изменения средних параметров физико-химических свойств поверхностной нефти кыновско-пашийских отложений данной площади Н

Годы	Плотность, кг/м^3	Вязкость, мм^2/с		Содержание, % массовые				Фракционный состав нефти, % мольные			
		при 20 °С	при 50 °С	Сера	Парафины	Смолы	Асфальтены	Н.к.	100 °С	200 °С	300 °С
1950-1970	861,0	16,94	6,35	1,43	1,38	10,65	4	43	7,91	27,42	45,35
1970-1990	864,3	17,42	6,49	1,43	1,40	11,1	3,5	46,3	7,5	24,99	46,24
1990-2023	864,5	19,20	6,7	1,48	1,42	10,05	3,68	46	9	29	49

Для поверхностной нефти средние параметры изменяются следующим образом: плотность – от 861,0 до 864,5 кг/м^3, кинематическая вязкость – от 16,94 до 19,20 мм^2/с, содержание серы колеблется от 1,43 до 1,48 %; содержание парафина – от 1,38 до 1,42 %, асфальтенов – от 3,5 до 4 %, смол – от 10,65 до 11,1 % (Табл. 1).

Изменение компонентного состава нефти и газа по периодам исследования в процессе разработки площади Н крупнейшего месторождения представлено в табл. 2,3.

Как видно из представленных усреднённых данных, диапазон изменения отдельных компонентов пластовой нефти существенно различается. В процессе разработки прослеживается снижение в составе пластовой нефти доли таких компонентов, как двуокись углерода на 73 %, азота на 42 %, метана на 54 % и увеличение доли компонентов этана, пропана и выше (Табл. 2).

Таблица 2

Изменение компонентного состава пластовой и дегазированной нефти кыновско-пашийских отложений площади Н

Годы	Компонентный состав пластовой нефти, массовая доля в %									
	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_6+ высшие
1950-1970	0,12	0,52	1,45	1,5	2,37	0,56	1,68	0,95	1	89,83
1970-1990	0,03	0,52	1,21	1,47	1,84	0,46	1,12	0,85	0,88	91,64
1990-2023	0,032	0,30	0,673	1,818	2,74	0,574	1,754	1,171	1,415	89,526
	Компонентный состав разгазированной нефти, массовая доля в %									
	CH_4		C_2H_6		C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_6+ высшие
1950-1970	0,015		0,15		0,58	0,27	1,03	0,96	1,22	95,78
1970-1990	0,02		0,11		0,51	0,22	1,01	0,94	1,21	95,98
1990-2023	0,013		0,120		0,822	0,297	1,146	1,039	1,346	95,217

В данной статье под величиной газосодержания подразумевается количество газа, выделившегося при однократном разгазировании нефти. Для решения вопросов технологии добычи нефти при режиме растворенного газа необходимо знать изменение свойств нефти при различных давлениях ниже давления насыщения, т. е. при различной газонасыщенности [12]. Эти данные получают экспериментально при специальном исследовании глубинной пробы нефти, получившем название ступенчатого выделения газа (дифференциального разгазирования), когда переход к нормальным термобарическим условиям осуществляется через определенное число ступеней снижения давления. Исторически сложилось, что значительное количество исследований газосодержания было проведено при однократном разгазировании.

Анализ средних значений газосодержания пластовой нефти в начальный и поздний периоды разработки показал, что снижение газосодержания проявляется менее заметно и составляет около 7 %. В связи с падением газосодержания и уменьшением в компонентном составе пластовой нефти доли легких углеводородов (метана, этана, пропана, бутана) наблюдается

увеличение вязкости нефти в пластовых условиях в среднем на 46 % и плотности нефти в пластовых условиях на 2 % от значений начального периода разработки. Небольшой диапазон изменения величины плотности пластовой нефти можно объяснить небольшой величиной снижения газосодержания пластовой нефти. Снижение средней величины объемного коэффициента происходит в пределах 1 %.

Таблица 3

Изменение компонентного состава нефтяного газа кыновско-пашийских отложений площади Н

Годы	Компонентный состав нефтяного газа, мольная доля в %										
	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_6+ высшие	Плотность газа, кг/м^3
1950–1970	0,78	8,61	40	19	17,78	2,38	6,37	1,73	1,67	1,69	1,1055
1970–1990	0,6	7,6	40	22,10	17	2,1	6,05	1,8	1,52	1,23	1,315
1990 и далее	0,37	5,45	20,27	32,29	27,13	3,12	7,27	1,71	1,40	0,99	1,5150

Данные исследования проводятся в рамках широкого комплекса понимания изменения разработки рассматриваемой площади в течение 70 лет, в связи с этим степень изменения продуктивности не коррелируется со степенью изменения фазовой проницаемости.

Произошло незначительное увеличение средней величины содержания серы на 11 %. В первую очередь, это связано с воздействием технологических факторов (отбор более легких нефтей, применение технологий повышения нефтеотдачи).

Исходя из табл. 3 компонентного состава газа, наблюдается динамика увеличения плотности газа, которая свидетельствует о снижении доли легких углеводородов в составе пластовой нефти в процессе разработки месторождения.

Таким образом, на первых этапах разработки площади изменение параметров пластовой нефти в безводный период эксплуатации (1950-1970 гг.)

могло происходить из-за перемещения ее в пласте в разных направлениях и подхода к эксплуатационным скважинам.

В последующие периоды его разработки, когда из скважины добывались водонефтяные эмульсии, изменение свойств пластовой нефти происходит под влиянием закачиваемых вод. А также изменения происходят как из-за подхода нефти различного состава, так и окисления ее кислородом, попадающим в пласт вместе с закачиваемой водой, и растворения легких углеводородов в воде.

По результатам выполненных работ вопрос выбора технологии повышения нефтеотдачи пластов и определения ее рентабельности является основополагающим на завершающей стадии разработки месторождения.

При длительной эксплуатации месторождений (более 50 лет) физико-химические свойства нефти значительно меняются, что требует учёта этих трансформаций не только при выборе методов повышения нефтеотдачи пластов, но и в проведении перерасчёта углеводородных запасов месторождения [13].

Список литературы

1. Хисамов Р.Б. Расчет фронта закачиваемой воды и скорости его продвижения в пластах горизонта Д1 // Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений, гидродинамики и физики пласта: тр. / ТатНИИ. – Л.: Недра, 1967. – Вып. 10. – С. 379-384.
2. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.
3. Влияние плотности сетки скважин на нефтеизвлечение на примере месторождений Татарии / Р.Н. Дияшев [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1990. – 55 с.
4. Амерханов И.И. Изменение физико-химических свойств пластовой нефти в процессе разработки Ромашкинского месторождения // И.И. Амерханов, К.А. Ковалев. Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан: сб. докл. науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию образования ОАО "Татнефть", 2010. – С. 54-57.
5. Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Промыслово-геологический контроль разработки месторождений углеводородов. – М. : «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2002. – 224 с.
6. Суханов Н.А. Морозов А.А. О совместной закачке воды в многопластовый объект // Геология, разработка нефтяных месторождений, физика и гидродинамика пласта: тр. / ТатНИПИнефть. – Казань, 1975. – Вып. 30. – С. 211-215.

7. Куркина Т.В. Изменение физико-химических свойств пластовой нефти в процессе разработки данково-лебедянских отложений // В.И. Кадкин Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть» : Секция № 3 «Нефтепромысловое обустройство и наземное строительство», 2018.
8. Сорокин А. В. Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири: монография / А.В. Сорокин, В.Д. Сорокин. - Тюмень: Вектор Бук, 2004. – С. 237.
9. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: в 2 т. / Р.Х. Муслимов [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. 1. – 490 с.
10. Человский И.П. Промыслово-геологический контроль разработки месторождений углеводородов / И.П. Человский, Ю.И. Брагин. – М., ГУП «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2002 -С. 224.
11. Фаттахов И.Г., Кулешова Л.С., Мусин А.И. О методе экспресс-обработки неограниченного массива непрерывно поступающих промысловых данных // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – № 3. – С. 26-28.
12. Мамуна В.Н., Экспериментальное исследование пластовых нефтей // Требин Г.Ф., Ульянинский Б.В. Издание: ГОСИНТИ, – М.: 1960 г., 143 стр.
13. Bakhtizin R.N., Fattakhov I.G. Regulation ranks of associated water production decrease // Oil and Gas Business: electronic scientific journal. – 2011. – № 5. – P. 213-219. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/eng/authors/Bakhtizin/Bakhtizin_3e.pdf (дата обращения: 31.01.2025).

References

1. Khisamov R.B. *Raschet fronta zakachivaemoy vody i skorosti ego prodvizheniya v plastakh gorizonta D_1* [Calculation of injected water front and its velocity in formations of D_1 horizon]. Moscow: Nedra Publ., 1967. 117 P. (in Russian)
2. Khusnullin M.Kh. *Geofizicheskie metody kontrolya razrabotki neftyanykh plastov* [Geophysical methods of petroleum reservoir monitoring]. Moscow: Nedra Publ.,1985. 135 P. (in Russian)
3. Diyashev R.N., Abdulmazitov R.G., Vladimirov V.T., Blinov A.F. *Vliyanie plotnosti setki skvazhin na nefteizvlechenie na primere mestorozhdenie Tatarii* [Effects of well spacing on oil recovery - A case study of Tatariya's fields]. Moscow: VNIIOENG, 1990. 165 P. (in Russian)
4. Chelovski I.P., Bragin Yu.I. *Promyslovo-geologicheskiy kontrol' razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Geological field control of hydrocarbon fields development]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2002, 224 P. (in Russian)
5. Sukhanov N.A., Morozov A.A. *O sovmestnoy zakachke vody v mnogoplasto-vyi ob"ekt* [On simultaneous water injection in multilayer production zone]. Proceedings of TatNIPIneft, Vol.30, 1975, pp.211-214. (in Russian)
6. Muslimov R.Kh., Shavaliev A.M., Khisamov R.B. et.al. *Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiya Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Geology, development and operation of the Romashkinskoye field]. Moscow: VNIIOENG, 1995. 490 P. (in Russian)
7. Fattakhov I.G., Kuleshova L.S., Musin A.I. *O metode ekspress-obrabotki neogranichennogo massiva nepreryvno postupayushchikh promyslovykh dannykh* [Method of on-site processing of an unconstrained array of continuously incoming field data]. Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz V Neftyanoy Promyshlennosti [Automation, Telemetry and Communication in Petroleum Industry]. 2009, No. 3, pp. 26-28. (in Russian)
8. Bakhtizin R.N., Fattakhov I.G. *Rangi regulirovaniya snizheniya dobychi poputnoy vody* [Regulation ranks of associated water production decrease]. Neftegazovoye Delo [Petroleum Engineering]. 2011, No. 5, pp. 213-219. (in Russian)

Сведения об авторах

Гибадуллин Азат Анасович, заведующий сектором отдела ИКСиУ, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 216
E-mail: oillab@tatnipi.ru

Сахарова Мария Павловна, инженер 2 категории отдела ИСКиУ, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 216
E-mail: SakharovaMariyaP@tatnipi.ru

Файзуллина Анжела Альбертовна, инженер 2 категории отдела ИСКиУ, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 216
E-mail: FayzullinaAnzhelaA@tatnipi.ru

Мингазова Лейсан Тагировна, инженер 2 категории отдела ИСКиУ, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 216
E-mail: MingazovaLeysanT@tatnipi.ru

Фаттахов Ирик Галиханович, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, директор по повышению нефтеотдачи, полновым и биотехнологиям института "ТатНИПИнефть" ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Authors

A.A. Gibadullin, Head of Sector, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
216, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: oillab@tatnipi.ru

M.P. Sakharova, 2nd Category Engineer, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
216, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: SakharovaMariyaP@tatnipi.ru

A.A. Fayzullina, 2nd Category Engineer, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
216, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: FayzullinaAnzhelaA@tatnipi.ru

L.T. Mingazova, 2nd Category Engineer, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
216, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: MingazovaLeysanT@tatnipi.ru

I.G. Fattakhov, Dr.Sc (Engineering), Professor, Oil and Gas Field Exploration and Development, director, Research in well stimulation and synthesis of oilfield chemicals of TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
186a, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 21.04.2025
Принята к публикации 17.06.2025
Опубликована 30.06.2025