

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.76-88>

EDN SXDSZW

УДК 622.276.344

Влияние расчлененности на нефтеизвлечение высоковыработанных терригенных пластов Республики Татарстан

¹Шарифуллина М.А., ¹Фаттахов И.Г., ²Волдавин С.Л.

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

²Центр технологического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

Effect of compartmentalization on the oil recovery of highly depleted terrigenous formations of Tatarstan

¹M.A. Sharifullina, ¹I.G. Fattakhov, ²S.L. Voldavin

¹TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft, Almetyevsvk, Russia

²Technological Development Center PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russia

E-mail: chernovama@tatnipi.ru, i-fattakhov@rambler.ru

Аннотация. Актуальной задачей является изучение зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от плотности сетки скважин (ПСС) при различных значениях неоднородности продуктивных пластов для месторождений на поздней стадии разработки. Результаты таких исследований могут быть использованы при планировании бурения дополнительных скважин, которое позволяет вовлечь в разработку низкопродуктивные пропластки, слабо охваченные процессом вытеснения.

В работе авторами проанализированы 40 промысловых объектов, относящихся к тульско-бобриковским и кыновско-пашийским отложениям, выработанность извлекаемых запасов нефти которых превышает 70 %, с целью изучения влияния неоднородности на взаимосвязь ПСС и нефтеизвлечения. Рассматриваемые объекты разделены на две группы по величине начальной подвижности нефти.

Определены коэффициенты А и В зависимости $КИН = A \cdot e^{(-B \cdot ПСС^{1,5})}$ для групп объектов в различных диапазонах расчлененности и песчаности. Отмечено, что

зависимость КИН от ПСС прослеживается более явно и имеет более высокий параметр достоверности аппроксимации при распределении объектов по расчлененности.

В результате анализа параметров 24 объектов второй группы для коэффициента A определена линейная зависимость от расчлененности вида $y = -0,0317x + 0,7868$, для коэффициента B логарифмическая зависимость вида $y = 0,9584 \ln(x) + 0,0871$ (в диапазоне расчлененности 1,4–6,5).

Дополнительно проанализированы зависимости КИН от ПСС для двух групп при разделении объектов на подгруппы по энтропии расчлененности. Подгруппы объектов имеют непересекающееся разделение. Преобладающие тренды зависимостей имеют более резкое падение по сравнению с оценкой по расчлененности. Однако у зависимостей, полученных при делении на подгруппы по расчлененности, более надежные коэффициенты детерминации.

Сделан вывод о том, что расчлененность продуктивного пласта в значительной степени влияет на взаимосвязь нефтеизвлечения и ПСС.

Ключевые слова: плотность сетки скважин, неоднородность, расчлененность, песчанность, влияние расчлененности на нефтеизвлечение

Для цитирования: Шарифуллина М.А., Фаттахов И.Г., Волдавин С.Л. Влияние расчлененности на нефтеизвлечение высоковыработанных терригенных пластов Республики Татарстан // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 76-88. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.76-88>. - EDN SXDSZW

Abstract. One of the relevant matters is the investigation of the relationship between oil recovery factor (ORF) and well spacing (WS) under various heterogeneity values of productive formations for mature fields. The results of these investigations can be used for the planning of additional well drillings, which would help to reach low production streaks barely covered by the displacement processes.

In this paper the authors analyzed 40 field assets related to Tulsian-Bobrikovskian and Kynovian-Pashian sediments, the depletion degree of which is more than 70%, to study the effect of heterogeneity on the relationship between well spacing and oil recovery. Investigated fields were divided into two groups based on initial oil mobility.

Coefficients A and B of the relationship $ORF = A * e^{(-B*WS^{1.5})}$ were determined for facilities groups in different ranges of compartmentalization and net sand. It was noted that the relationship between ORF and well spacing can be observed more clearly and with greater approximation accuracy when categorizing field facilities by compartmentalization.

Following the analysis of parameters of 24 field facilities from the second group, a linear relationship with compartmentalization of the form $y = -0.0317x + 0.7868$ was determined for coefficient A , and for coefficient B – a logarithmic relationship of the form $y = 0.9584 \ln(x) + 0.0871$ (compartmentalization range is 1.4–6.5).

Relationship between ORF and well spacing was additionally analysed for two groups, with subdivision based on entropy associated with compartmentalization. Subgroups of field assets are nonoverlapping. Predominant relationship trends have sharper decline compared to

assessment by compartmentalization. However, relationships acquired by subdivision based on compartmentalization have more reliable coefficients of determination.

It was concluded that heterogeneity of productive formation has a significant effect on the relationship between oil recovery and well spacing.

Key words: *well spacing, heterogeneity, compartmentalization, net sand, the effect of compartmentalization on the oil recovery*

For citation: M.A. Sharifullina, I.G. Fattakhov, S.L. Voldavin Vliyaniye raschlenennosti na nefteizvlecheniye vysokovyrabotannykh terrigennykh plastov Respubliki Tatarstan [Effect of compartmentalization on the oil recovery of highly depleted terrigenous formations of Tatarstan]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 76-88. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.76-88>. EDN SXDSZW (in Russian)

Одним из важнейших параметров, характеризующих продуктивный горизонт, является геологическая неоднородность. Изучение неоднородности геологической системы и учет ее влияния на нефтеизвлечение является важной проблемой при проектировании нефтяного месторождения. Многочисленные исследования показывают, что сложное геологическое строение пласта (ярко выраженная зональная и/или вертикальная неоднородности) усиливает влияние плотности сетки скважин (ПСС) на технологические показатели и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Это влияние увеличивается с переходом месторождений на позднюю стадию разработки. По этой причине на таких объектах возрастает эффективность бурения дополнительных скважин, которое позволяет вовлечь в разработку низкопродуктивные пропластки, слабо охваченные процессом вытеснения [1–3]. Таким образом, актуальной задачей является определение зависимости нефтеизвлечения от ПСС при различных значениях неоднородности продуктивных пластов.

Объектом исследования являются терригенные залежи нижнего карбона и девона Республики Татарстан, выработанность извлекаемых запасов нефти которых превышает 70 %. Рассмотрено 40 промысловых объектов, относящихся к тульско-бобриковским и кыновско-пашийским отложениям.

Цель работы – изучение влияния неоднородности анализируемых объектов на взаимосвязь ПСС и нефтеизвлечения.

По объектам рассчитаны следующие характеристики вертикальной и зональной макронеоднородности продуктивных пластов: коэффициенты расчлененности, песчанистости, литологической выдержанности, сложности площадного залегания коллекторов [3–6]. Расчет выполнен с использованием программного комплекса «Лазурит» [7]. Начальная подвижность пластовой нефти рассматриваемых объектов изменяется в пределах от 0,006 до 0,184 мкм²/мПа·с. Для дальнейшего анализа объекты разделены на две группы по подвижности. Диапазоны изменения параметров объектов по группам представлены в табл. 1.

Таблица 1

Диапазоны изменения параметров по группам объектов

Параметр	1-я группа объектов по начальной подвижности			2-я группа объектов по начальной подвижности		
	min	mid	max	min	mid	max
Начальная подвижность нефти, мкм ² /мПа·с	0,006	0,023	0,082	0,094	0,128	0,184
Выработанность извлекаемых запасов, %	71,8	80,9	88,5	79,4	89,4	94,8
ПСС, га/скв.	6,3	28,5	64,5	18,7	35,7	76,5
Кратность промывки, доли ед.	0,891	1,497	2,768	0,909	1,626	2,683
Расчлененность, доли ед.	1,354	2,111	3,873	1,587	3,338	6,155
Песчанистость, доли ед.	0,318	0,611	0,804	0,307	0,439	0,536
Литологическая выдержанность, доли ед.	0,305	0,757	1,0	0,443	0,655	0,824
Сложности площадного залегания коллекторов, доли ед.	1,422	6,891	20,043	3,645	9,461	14,551

По табл. 1 видно, что объекты первой группы менее выработанные и разрабатываются более плотной сеткой. Они также являются более однородными, хотя при этом имеют больший диапазон изменения параметров неоднородности.

Взаимосвязь конечного КИН от ПСС оценивалась по следующей зависимости, которая в соответствии с исследованиями Р.Г. Абдулмазита [8] описывает ее с наименьшей погрешностью:

$$\text{КИН} = A \cdot e^{(-\alpha \cdot \text{ПСС}^{1,5})}, \quad (1)$$

где коэффициенты A и α определяются по фактическим данным разработки.

В первой группе отдельно рассмотрены объекты, относящиеся к кыновско-пашийским и тульско-бобриковским отложениям. В случаях, когда параметры неоднородности изменяются в широком диапазоне, группы объектов дополнительно разделялись на подгруппы по интервалам параметров. Так, для 1-й группы тульско-бобриковских объектов выделены интервалы песчанности 0,3–0,7 и 0,7–0,8. Для 2-й группы интервалы расчлененности 1,5–2,5, 2,5–4, 4–6 и песчанности 0,3–0,4, 0,4–0,5, 0,5–0,55. ПСС в расчетах переведена в квадратные километры.

При делении объектов в подгруппы по зональной неоднородности значимых статистических закономерностей обнаружено не было. Для вертикальной неоднородности при распределении объектов по расчлененности (Рис. 1) зависимость КИН от ПСС прослеживается более явно и имеет более высокий параметр достоверности аппроксимации, чем при песчанности.

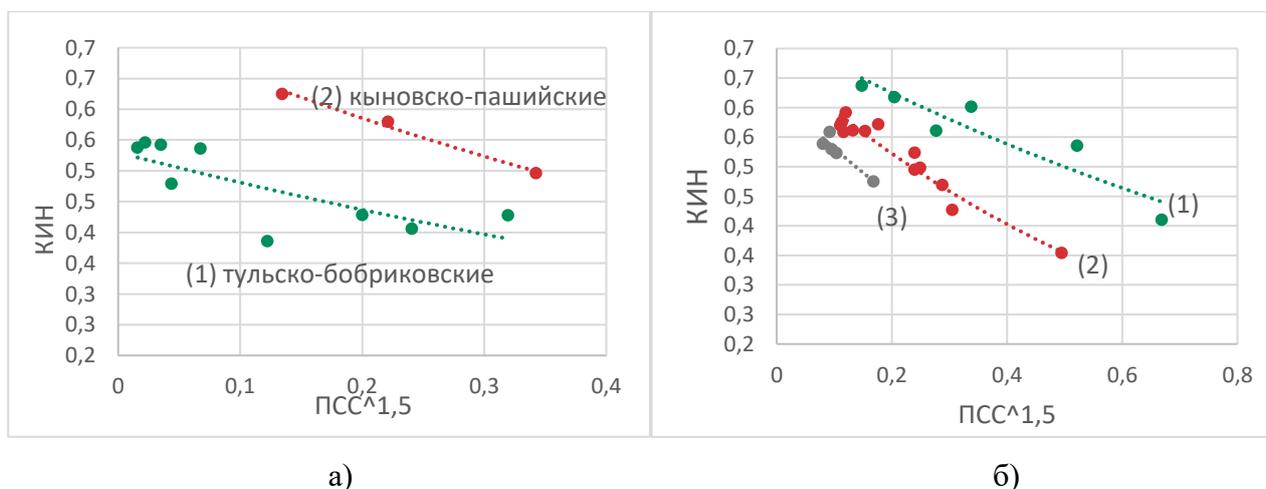


Рис. 1. Зависимость КИН от ПСС при делении на подгруппы по расчлененности: для первой группы объектов (а); для второй группы объектов (б)

Выполнено сопоставление утвержденного и рассчитанных по предложенным зависимостям значений КИН анализируемых объектов. Результаты представлены на рис. 3.

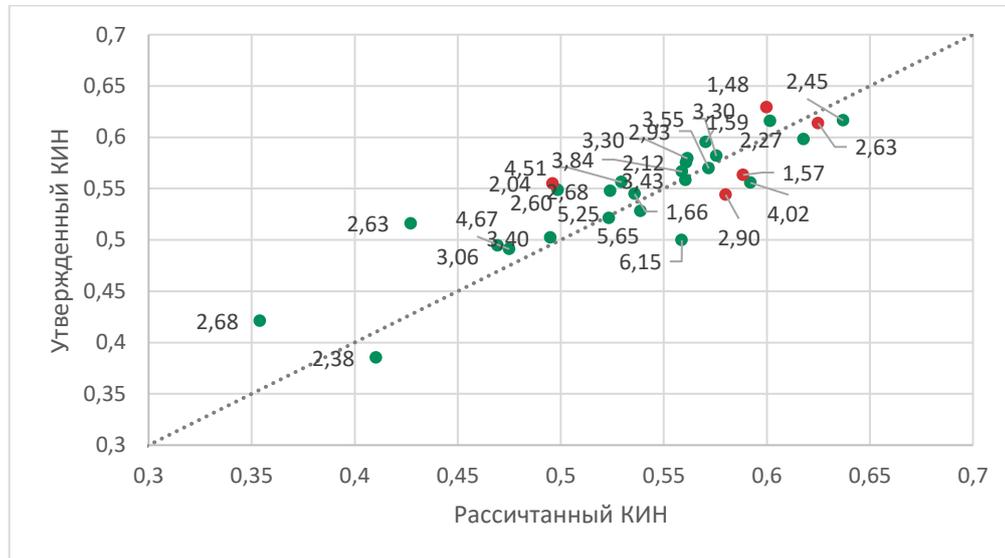


Рис. 3. Сопоставление утвержденных и рассчитанных значений КИН

Наибольшие отклонения получены для объектов с расчлененностью 2,63 и 2,68, имеющих наибольшую ПСС во своей подгруппе. Среднее относительное отклонение утвержденных значений от фактических для кыновско-пашийских объектов 1-й группы составляет 5,8 %, для объектов 2-й группы – 4,9 %. Для последних коэффициент детерминации R^2 составляет 0,76. Таким образом, полученные аналитические зависимости можно считать статистически значимыми.

В качестве количественной меры макронеоднородность продуктивных пластов можно использовать энтропию пласта по расчлененности [10–12].

В работе [13] для расчета энтропии пласта H предложено использовать следующую формулу:

$$H = - \sum_{i=1}^n \frac{h_{i\text{пр}}}{h_{\text{пл}}} \ln \frac{h_{i\text{пр}}}{h_{\text{пл}}}, \quad (2)$$

где $h_{i\text{пр}}$ – эффективная толщина i -го пропластка; $h_{\text{пл}}$ – средняя эффективная толщина пласта; n – число пропластков в пласте.

Для всех объектов первой и второй групп рассчитаны значения энтропии расчлененности по формуле (2) и представлены на графике «Ящик с усами» (Рис. 4).

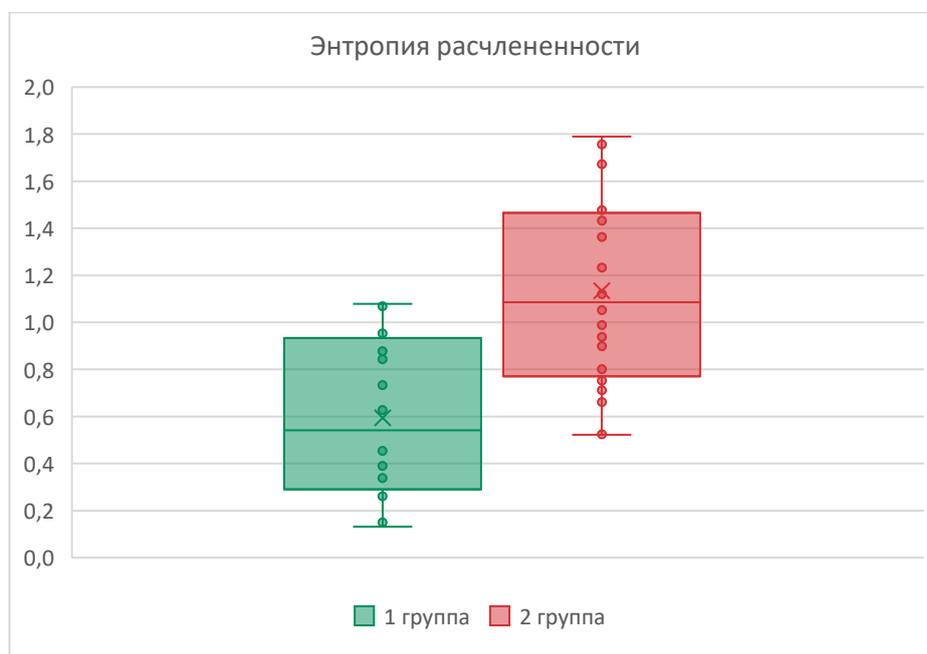


Рис. 4. График «Ящик с усами» по параметру энтропия расчлененности для двух групп объектов

В целом рассчитанные значения энтропии хорошо коррелируют с коэффициентом расчлененности, однако есть объекты, для которых значение неоднородности изменилось при оценке по энтропии (Рис. 5).

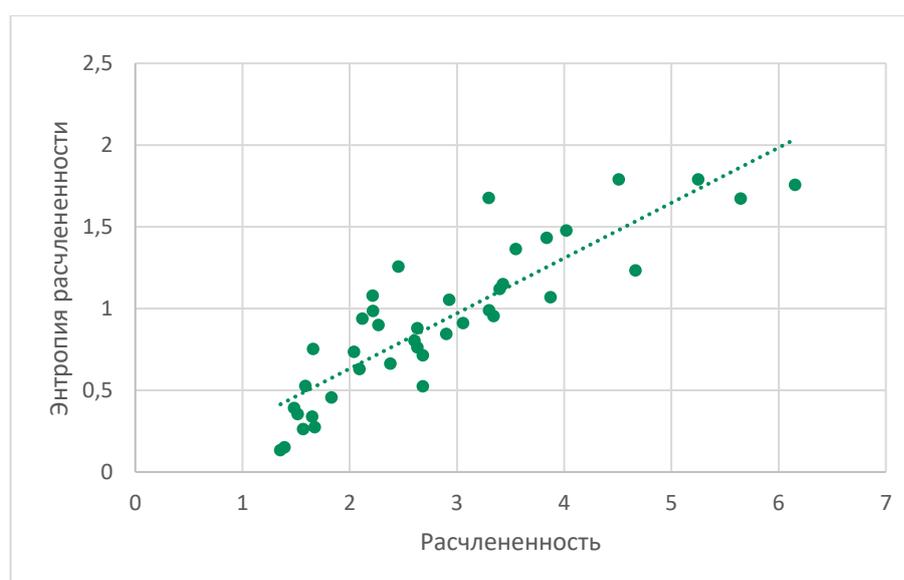


Рис. 5. Зависимость энтропии расчлененности от коэффициента расчлененности

На рис. 6 представлены графики зависимостей КИН от ПСС для двух групп при разделении объектов в подгруппы по энтропии расчлененности. Из анализа исключены объекты первой группы, энтропия которых меньше 0,4 доли ед. (по причине того, что влияние неоднородности на взаимосвязь КИН и ПСС наиболее значительно для сильно неоднородных объектов).

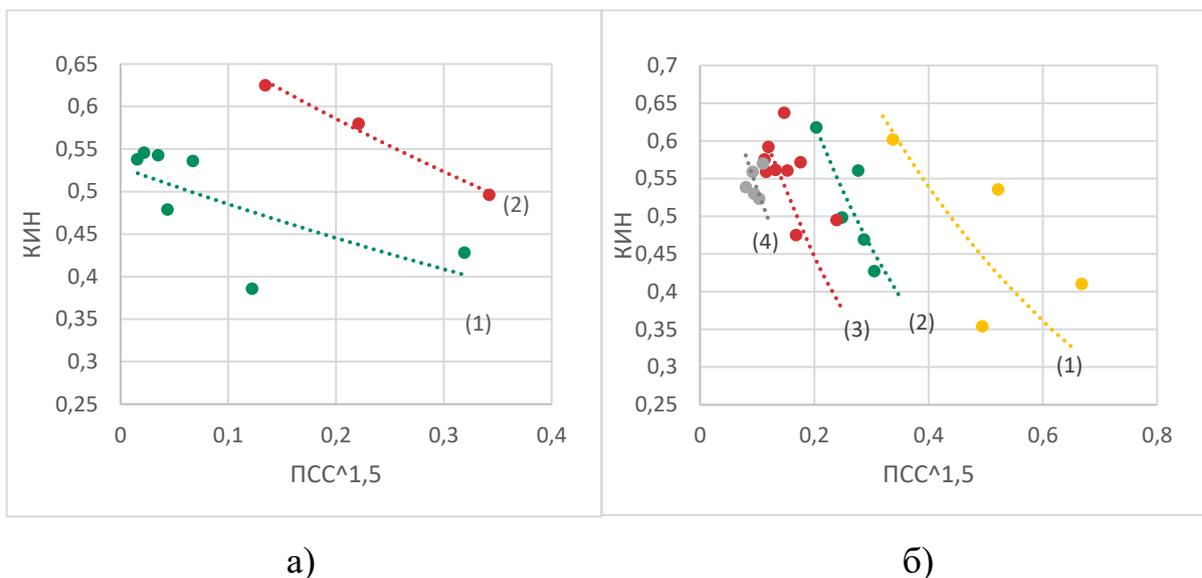


Рис. 6. Зависимость КИН от ПСС при разделении на подгруппы по энтропии расчлененности: для первой группы объектов (а); для второй группы объектов (б)

Для первой группы тульско-бобриковские (Рис. 6а, кривая 1) и кыновско-пашийские (Рис. 6а, кривая 2) объекты рассмотрены отдельно. Характер зависимости КИН от ПСС для объектов по сравнению с оценкой по расчлененности не изменился.

Для объектов второй группы (Рис. 6б) выделены интервалы энтропии: 0,5–0,75 (кривая 1), 0,76–0,9 (кривая 2), 1–1,5 (кривая 3), 1,6–1,8 (кривая 4). Подгруппы объектов имеют непересекающееся разделение. Преобладающие тренды зависимостей имеют более резкое падение по сравнению с оценкой по расчлененности. Однако зависимости, полученные при делении на подгруппы по расчлененности, имеют более надежные коэффициенты детерминации.

Выводы

1. Для изучения влияния расчлененности продуктивного пласта на взаимосвязь нефтеизвлечения и ПСС предложено разделение объектов, относящихся к тульско-бобриковским и кыновско-пашийским отложениям и имеющих выработанность извлекаемых запасов нефти более 70 %, на две группы по величине начальной подвижности нефти. Рассмотрены четыре основных параметра неоднородности: коэффициенты расчлененности, песчаности, литологической выдержанности, сложности площадного залегания коллекторов. Дополнительно объекты обеих групп разделены на подгруппы по интервалам параметров неоднородности.

2. По результатам проведенных исследований сделан вывод о том, что расчлененность продуктивного пласта в большей степени влияет на взаимосвязь нефтеизвлечения и ПСС.

3. Получены аналитические уравнения для определения коэффициентов A и α зависимости $KИН = A \cdot e^{(-\alpha S^{1,5})}$ от параметра расчлененности в диапазоне расчлененности 1,4–6,5. Для коэффициента A определена линейная зависимость вида $y = -0,0317x + 0,7868$, для коэффициента α логарифмическая зависимость вида $y = 0,9584 \ln(x) + 0,0871$. С использованием данных зависимостей построены палетки зависимости КИН от ПСС для значений расчлененности пласта от 1,4 до 6,5.

4. Показано, что для сравнения анализируемых объектов по степени неоднородности можно использовать энтропию расчлененности. Подгруппы объектов, выделенные по данному параметру, имеют непересекающееся разделение на графике зависимости нефтеизвлечения от ПСС.

Список литературы

1. Пулькина Н.Э., Зими́на С.В. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 79 с.
2. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: учеб. пособие для вузов / В.Г. Каналин [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 2006. – 372 с.
3. Справочник по нефтепромысловой геологии / под ред. Н.Е. Быкова, М.И. Максимова, А.Я. Фурсова. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
4. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: Недра, 2002. – 639 с.
5. Геолого-промысловый анализ разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39.0-110-01 / Экспертнефтегаз. – Москва, 2002. – 59 с.
6. Специальные вопросы разработки нефтегазовых месторождений: метод. указания к практ. занятиям / Санкт-Петербургский горный университет; сост.: Д.Г. Подоприсора, С.В. Мигунова. – СПб, 2019. – 70 с.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2009616218 Российская Федерация. Автоматизированное рабочее место геолога «ЛАЗУРИТ» (АРМ геолога «ЛАЗУРИТ»): N 2009612612: заявлено 29.05.2009: опубликовано 11.11.2009 / Ахметзянов Р.Р., Ибатуллин Р.Р., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В., Смирнов С.В.; заявитель и правообладатель ОАО «Татнефть».
8. Абдулмазитов Р.Г. Повышение эффективности разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами: автореф. дис... док. техн. наук: 25.00.17 / ТатНИПИнефть. – Уфа, 2004. – 52 с.
9. Влияние плотности сетки скважин на нефтеизвлечение на примере месторождений Татарии / Р.Н. Дияшев [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 55 с. – (Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений: обзор. информ. / ВНИИОЭНГ).
10. Гутман И.С., Балабан И.Ю. Геостатистика в промыслово-геологических исследованиях: учеб. пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 154 с.
11. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1983. – 189 с.
12. Токарев М.А., Мухаметшин В.Ш. О применении энтропии как количественной характеристики геологической неоднородности при геолого-промысловом анализе нефтяных месторождений // Проблемы использования химических средств и методов увеличения нефтеотдачи пластов: тез. докл. пятой респ. межотрасл. науч.-практ. конф. – Уфа, 1980. – С. 107-110.
13. Чоловский И.П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1977. – 208 с.

References

1. Pulkina N.E. Study on heterogeneity of productive formations: Practical course for academic and research of Petroleum Engineering students / Pulkina N.E., Zimina S.V.; National Research Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk polytechnic University pub., 2012. –79 p. (in Russian)
2. Kanalin V.G. Oil and gas field geology and hydrogeology / Kanalin V.G., Vagin S.B., Tokarev M.A., Lanchakov G.A., Ponomarev A.I.: College textbook. – 2nd ed. updated and revised – M.: Nedra–Biznestsentr Ltd., 2006. – 372 p. (in Russian)
3. Bykov N.E., Fursov A.Ya., Maksimov M.I., et al. Reference textbook for petroleum geology. – M.: Nedra, 1981. – 525 p. (in Russian)

4. Gazizov A.A. Enhanced oil recovery from heterogeneous formations at late stage of field development. M.: Nedra–Biznestsentr Ltd., 2002. – 639 p. (in Russian)
5. Field-geological analysis of oil and gas fields development: (RD 153-39.0-110-01). – Moscow, 2002. – 59 p.: fig., tab. – (Ruling documents / Ministry of Energy of the Russian Federation). (in Russian)
6. Podoprigora D.G., Migunova S.V. Separate matters of oil and gas fields development: Guidelines for practicals / Saint Petersburg Mining University. Saint Petersburg, 2019. 70 p. (in Russian)
7. State registration certificate of computer software No. 2009616218. Automated geologist workstation LAZURIT (Geologist AWS LAZURIT) / Akhmetzyanov R.R., Ibatullin R.R., Latifullin F.M., Nasybullin A.V., Smirnov S.V.; applicant and rightsholder PJSC Tatneft; application No. 2009612612, 29.05.2009; registered in the Registry of computer software at 11.11.2009. (in Russian)
8. Abdulmazitov R.G. Improvement of development efficiency for oil deposits with hard-to-recover reserves: doctoral dissertation: 25.00.17. – Ufa, 2004. – 268 p. (in Russian)
9. Diyashev R.N., et al. Effect of well spacing on oil recovery efficiency as illustrated by the fields of Tatarstan. – M.: VNIIOENG, 1990. – 55 p. (Geology, geophysics and oilfield development: Review information / VNIIOENG). (in Russian)
10. Gutman I.S., Balaban I.Yu. Geostatistics in field-geological studies: Textbook. – M.: Publishing center of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2011. – 154 p. (in Russian)
11. Dementyev L.F. Mathematical method and computers in petroleum geology. – M.: Nedra, 1983. – 188 p. (in Russian)
12. Tokarev M.A., Mukhametshin V.Sh. Application of the entropy as quantitative characteristic of geological heterogeneity in field-geological analysis of oil fields. / Proceedings of 5th Republican Interdisciplinary Science and Technology Conference for chemical means and EOR methods application problems / Ufa Petroleum Institute. – Ufa, 1980. – pp. 107-110. (in Russian)
13. Cholovskiy I.P. Field-geological analysis for oilfields development. M.: Nedra, 1977. (in Russian)

Сведения об авторах

Шарифуллина Мария Александровна, заведующий лабораторией отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423403, Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: chernovama@tatnipi.ru

Фаттахов Ирик Галиханович, доктор технических наук, директор по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423403, Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Волдавин Сергей Леонидович, заместитель директора по планированию и методологическому сопровождению инновационной деятельности Центра технологического развития ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: VoldavinSL@tatneft.tatar

Authors

M.A. Sharifullina, Head of Laboratory, Department of Informational Technology Development and Reservoir Simulation, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
186A, Sovetskaya Str., Almet'yevsk, 423403, Russian Federation
E-mail: chernovama@tatnipi.ru

I.G. Fattakhov, Dr.Sc. (Eng.), Director for Enhanced Oil Recovery, Wave and Biological Technologies, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
186A, Sovetskaya Str., Almet'yevsk, 423403, Russian Federation
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

S.L. Voldavin, Deputy Director for Planning and Methodological Support of Innovation Activities, Technological Development Center, PJSC Tatneft
88, Telman Str., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: VoldavinSL@tatneft.tatar

Статья поступила в редакцию 14.04.2025
Принята к публикации 17.06.2025
Опубликована 30.06.2025