

Федерация; АО НПФ «Геофизика», ул. Луганская, д. 3. 450071, Уфа, Российская Федерация, E-mail: [masagutovr@mail.ru](mailto:masagutovr@mail.ru). ORCID ID: 0000-0003-4610-2793.

*Author's personal details*

**Masagutov Rim Khakimovich**, Corresponding Member of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, GBNU "Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan", Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Honored Geologist of the Republic of Bashkortostan, Honored Geologist of the Russian Federation, Ufa, Russian Federation; JSC NPF Geofizika, st. Luganskaya, 3. 450071, Ufa, Russian Federation, E-mail: [masagutovr@mail.ru](mailto:masagutovr@mail.ru). ORCID ID: 0000-0003-4610-2793.

© Масагутов Р.Х.

DOI 10.24412/1728-7634-2023-1-62-80

УДК 553.98

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ  
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛОЖНОГО  
СТРОЕНИЯ**

© **Махмутов Алмаз Аксанович, Шабрин Никита Владиславович,  
Маляренко Алина Михайловна, Халиков Альмир Наилевич**  
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,  
г. Уфа, Российская Федерация

© **Мухутдинов Вадим Касымович**  
ФГБОУ ВО Уфимский университет науки и технологий,  
г.Уфа, Российская Федерация

**Аннотация.** В связи с увеличением доли месторождений, находящихся на последней стадии разработки, появляется необходимость в разработке методик по локализации остаточных запасов нефти и адресному подбору геолого-технических мероприятий. Для решения данной задачи строятся детальные геолого-гидродинамические модели с учётом различных геолого-технологических факторов. В данной статье представлены подходы использования ранее разработанных методик и способов повышения точности построения структурных карт, достоверности определения водонефтяного контакта (ВНК) в наклонных скважинах, построения куба проницаемости и нефтенасыщенности с учетом неоднородности пластов по фильтрационно-емкостным свойствам. Для повышения достоверности структурных построений и определения уровня ВНК применена ранее разработанная комплексная методика, включающая введение поправок на абсолютные отметки наклонных скважин и ВНК. В результате применения данной методики удалось повысить достоверность структурной модели пласта, а также зон нефтеносности в связи с уточнением ВНК. Для уточнения геологического строения и более достоверного моделирования кубов фильтрационно-емкостных свойств применялись ранее разработанные методики, основанные на расчёте коэффициента проницаемости на основе параметра *Flow Zone Indicator (FZI)*, а

также расчёт коэффициента нефтенасыщенности с использованием куба высоты над уровнем «зеркала свободной воды». На примере нефтяного месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, характеризующегося сложным геологическим строением и находящегося на поздней стадии разработки, проведена оценка распределения остаточных извлекаемых запасов нефти и предложены адресные геолого-технические мероприятия, позволившие добыть дополнительно 2 463 т нефти. Эффективность предложенных мероприятий оценивалась по характеристикам вытеснения Сазонова. Таким образом, разработанная методика позволяет повысить достоверность построенных геолого-гидродинамических моделей, что позволяет подбирать адресные геолого-технические мероприятия.

**Ключевые слова:** геологическая модель, гидродинамическая модель, куб проницаемости, куб нефтенасыщенности, водонефтяной контакт, наклонная скважина, геологическое мероприятие, характеристика вытеснения.

## **IMPROVING METHODS OF THREE-DIMENSIONAL GEOLOGICAL MODELS OF OIL FIELDS WITH COMPLEX STRUCTURE**

**© Makhmutov Almaz Aksanovich, Malyarenko Alina Mikhailovna,  
Shabrin Nikita Vladislavovich**

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, Russian Federation

**© Mukhutdinov Vadim Kasymovich**

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education " Ufa University of Science and Technology ", Ufa, Russian Federation

**Summary.** It is necessary to develop methods for localizing residual oil reserves and targeted selection of production enhancement operations, because of increase proportion of last stage of development fields. To solve this problem, detailed geological and hydrodynamic models are built taking into account various geological and technological factors. This article presents approaches to using previously developed methods and methods to improve the accuracy of constructing structural maps, the reliability of determining the water-oil contact (OWC) in deviated wells, constructing a cube of permeability and oil saturation, taking into account the heterogeneity of reservoirs in terms of reservoir properties. An earlier developed complex technique was applied to increase the reliability of structural constructions and determine the level of water contact including the introduction of corrections for the absolute elevations of deviated wells and water contact. As a result of applying this technique, it was possible to increase the reliability of the structural model of the reservoir and the oil-bearing zones in connection with the refinement of the OWC. Previously developed methods were used to improve the geological structure and more reliable modeling of reservoir properties cubes, based on the calculation of the permeability coefficient based on the Flow Zone Indicator (FZI) parameter and the calculation of the oil saturation coefficient using the cube of height above the "free water level". On example of an oil field in the Volga-Urals oil and gas province, which is characterized by a complex geological structure and late stage of development, an assessment was made of the distribution of residual recoverable oil reserves and targeted production enhancement operations were proposed that made it possible to produce an additional 2,463 tons of oil. The effectiveness of the proposed measures was evaluated by the characteristics of Sazonov's displacement. Thus, the developed technique makes it possible to increase the reliability of the

constructed geological and hydrodynamic models, which makes it possible to select targeted geological and technical measures.

**Key words:** geological model, hydrodynamic model, cube of permeability, cube of oil saturation, oil-water contact, inclined well, geological event, displacement characteristic.

**Введение.** В настоящее время большинство нефтяных и нефтегазовых месторождений разрабатывается длительное время и находятся на поздней стадии разработки. Как известно, переход на завершающую стадию разработки зачастую сопровождается ухудшением структуры остаточных запасов нефти. В результате чего, значительно снижаются эффективность текущей системы разработки и технологические показатели работы добывающих скважин.

**Актуальность.** В связи с этим особую актуальность приобретают научно-практические работы, направленные на локализацию остаточных запасов нефти с последующим формированием эффективной программы геолого-технических мероприятий (ГТМ). Выделение и локализация остаточных запасов нефти, в настоящее время, проводится на основе трехмерного геолого-гидродинамического моделирования (ГГДМ) с детальным учетом всех особенностей геологического строения и причин изменения в динамике технологических показателей разработки продуктивных пластов [1, 2, 3].

В данной статье представлены некоторые особенности построения трехмерной ГГДМ нефтяного месторождения сложного геологического строения с учетом методик, описанных в работах [4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13].

Основным этапом трехмерного моделирования является корректное построение структурных карт продуктивных пластов и достоверное обоснование положения водонефтяного контакта (ВНК). Основные проблемы, связанные с обоснованием уровня ВНК сводятся к следующему [3, 4, 5, 6, 14]:

- недостаточный уровень достоверности данных замеров кривизны скважины;
- «скачкообразное изменение уровня ВНК по скважинам» в пределах одной залежи.

Зачастую такие проблемы характерны для объектов, находящихся в длительной эксплуатации и большим количеством пробуренного фонда наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Согласно работам [3, 4, 5, 6, 14], для обеспечения соответствия наклонных скважин принятому уровню ВНК и выравниванию структурной поверхности скважин, которые по характеру насыщения вскрытых пропластков не

согласуются с соседними скважинами, производится введение поправок на абсолютные отметки (АО).

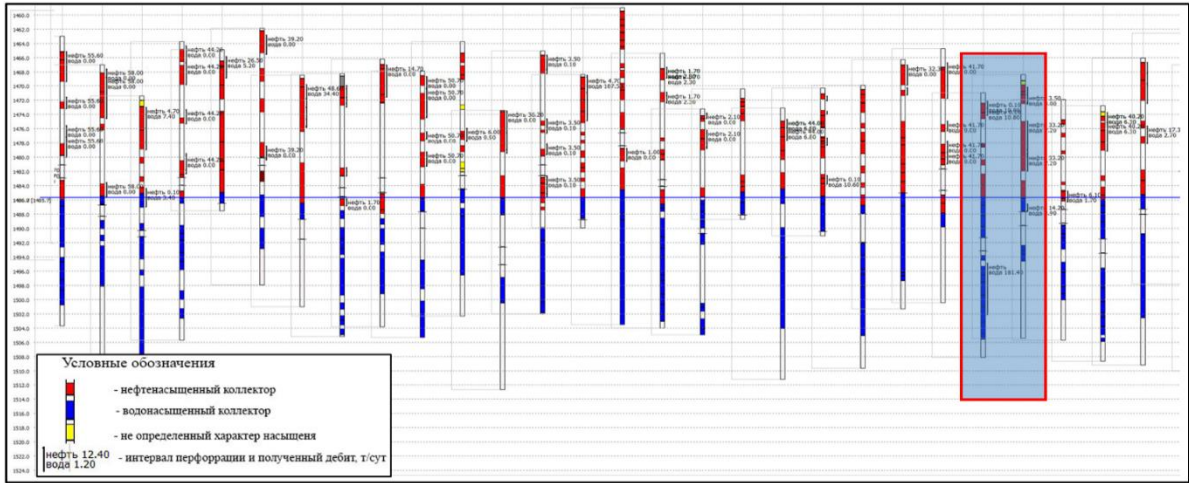
В работах [4, 5, 6] разработана комплексная методика введения поправок на АО наклонных скважин и ВНК, которая основана на следующих основных положениях и допущениях:

- определение АО по инклинометрии производится с некоторой погрешностью;
- пробуренный фонд месторождения разделяется на две группы:
  - условно-вертикальные (для данных скважин поправка на АО не вводится);
  - наклонные (включая горизонтальные) (введение поправки на АО проводится с учетом доверительного интервала, которая равна удвоенной погрешности измерения АО).

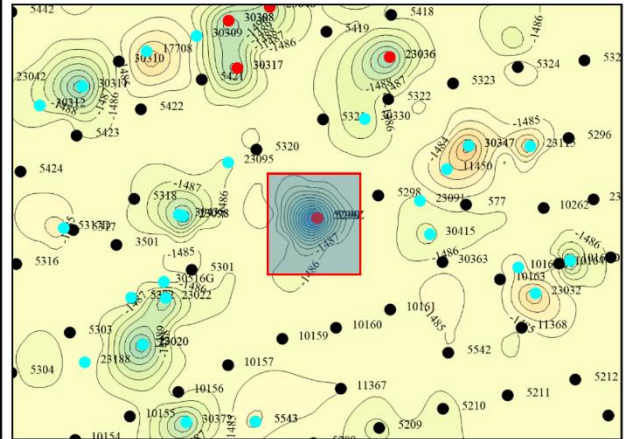
Данная комплексная методика введения поправок на АО наклонных скважин и ВНК также предусматривает определение как возможных поправок по структуре, с учетом соседних скважин, так и допустимых поправок по ВНК [4, 5].

Так, при изучении объекта исследования выявлено, что поверхность ВНК имеет сложную структуру, которая не соответствует горизонтальной поверхности. По наклонным скважинам наблюдается большое отклонение ВНК от принятого значения (до  $\pm 10 \div 15$  м) (рисунки 1а и 1б).

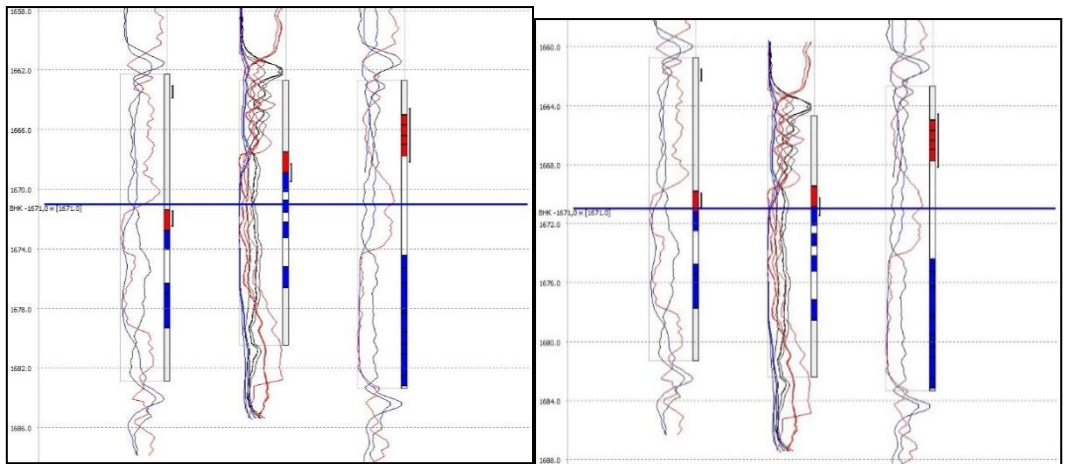
В результате использования комплексной методики, предложенной в работах [4, 5, 6], определены как возможные поправки по структуре залегания с учетом соседних скважин, так и допустимые поправки по ВНК (таблица 1). Далее на основе данных расчетов по рассматриваемой скважине принята окончательная поправка на АО, равная 7,8 м (таблица 2, рисунки 1в и 1г). В результате применения комплексной методики введения поправок на АО удалось повысить достоверность построения структурных карт и обоснования границ нефтеносности путем создания новой скорректированной исходной базы данных.



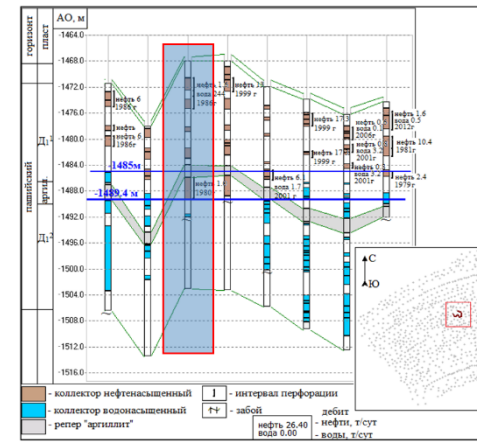
а) Схема обоснования уровня ВНК



б) Фрагмент карты поверхности ВНК



в) Геологический профиль до и после введения поправок на АО наклонных скважин



г) Результат введения поправки

Рис. 1. Применение комплексной методики введения поправок на АО наклонных скважин и водонефтяного контакта

Таблица 1 – Комплексное определение поправок на АО наклонной скважины

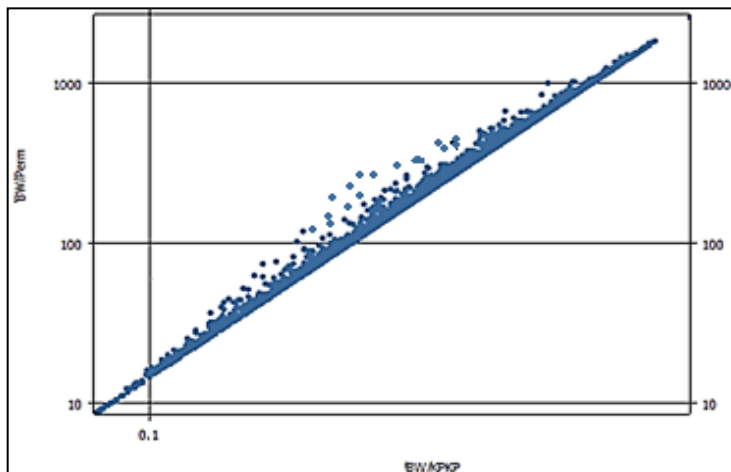
Скважина	Статистически допустимые поправки													Необходимые поправки по ВНК				Возможные поправки по структуре				
	Погрешность угла $\Delta\alpha$ , мин	Альтитуда, м	Подошва		Удлинение (У)	(В)	(А)	Угол ( $\alpha$ )	$\alpha + \Delta\alpha$	Погрешности			$2\sigma$	$3\sigma$	Подошва нефти	Кровля воды	Уровень ВНК по соседним скважинам	Диапазон возможных подвижек		АО по ГИС	АО по соседним скважинам	$\Delta\text{АО}$
			Глубина	АО						инклинометра $\sigma_{\text{инк}} = \Delta\alpha(\text{max})$	кабеля $\sigma_{\text{каб}}$	АО $\sigma_{\text{АО}}$						верхняя	нижняя			
Х	30	297.21	1787.4	1439.7	50.49	1787.4	1736.9	13.651	14.151	3.75	1.79	4.15	8.3	12.5	-1497.2	-1499.3	-1489.4	-9.9	-7.8	-1448.7	-1447.0	-1.7

Таблица 2 – Принятие окончательной поправки на АО

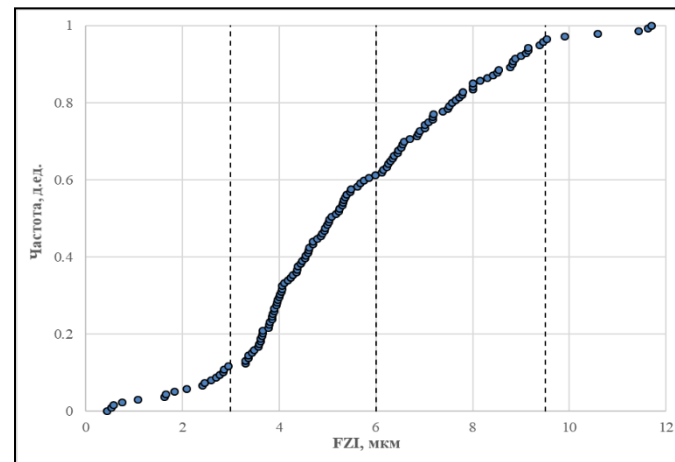
Скважина	Необходимые поправки по ВНК					Возможные поправки по структуре	Статистически допустимые поправки		Окончательно принятая поправка
	Диапазон возможных подвижек		Диапазон поправок				2σ	3σ	
	верхняя	нижняя	рекомендуемая	альтернативная или альтернативная	альтернативная "вниз"				
X	-9.9	-7.8	-7.8	-9.9		-1.7	8.3	-	-7.8

Учитывая, что распределение и локализация остаточных извлекаемых запасов во многом зависит от достоверного определения коэффициента проницаемости, то при построении трехмерной ГГДМ также использованы подходы, предложенные в работах [7, 8, 10, 11, 12, 15, 16, 17].

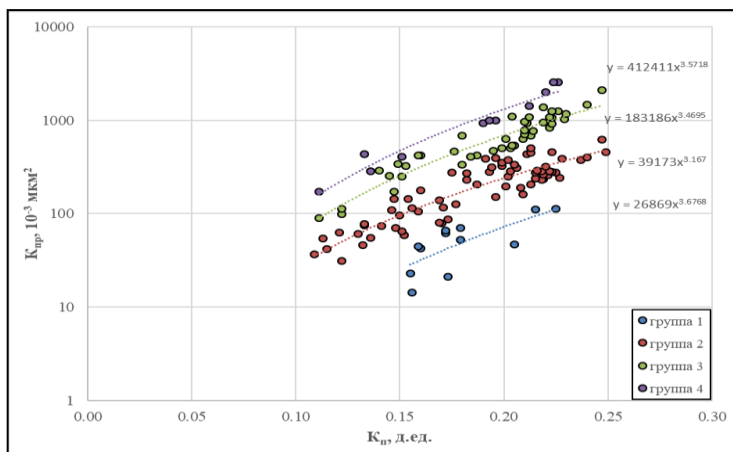
Выявлено, что в результате переноса скважинных данных на трехмерную сетку не во всех ячейках Blocked Wells (BW) зависимость между коэффициентами проницаемости и пористости  $K_p$  соответствует результатам лабораторных исследований керна (рисунок 2а). Согласно [8, 10], «данное расхождение связано с тем, что в результате осреднения РИГИС на трехмерную сетку образуются различные по однородности ячейки». Следовательно, для достоверного моделирования куба проницаемости необходимо учитывать данную неоднородность ячеек трехмерной сетки. К тому же, при детальном изучении геологического строения объекта исследования установлено, что в разрезе продуктивных пластов на основе параметра *Flow Zone Indicator (FZI)* возможно выделить четыре условные группы коллекторов со схожими характеристиками порового пространства (рисунок 2б, таблица 3) [11]. При этом каждая условная группа коллекторов характеризуется собственной корреляционной зависимостью коэффициентов проницаемости и пористости  $K_p$  (рисунок 2в). Куб проницаемости строился с учетом сложного геологического строения и неоднородности скважинных данных в трехмерных ячейках на основе пространственного распределения каждой из выделенных групп коллекторов и оценки средней проницаемости пласта как средневзвешенное значение по толщине коллектора. Для этого использованы корреляционные зависимости *FZI* и геологических свойств, которые определяются в скважине непрерывно (например, абсолютная и относительная глинистость по данным ГИС) (рисунок 2г).



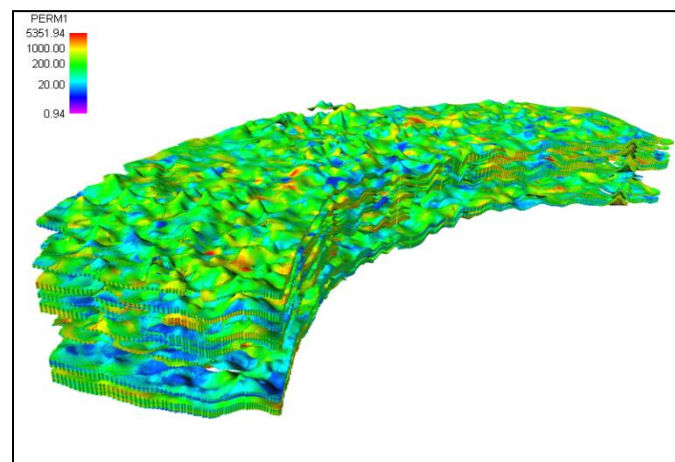
а) Зависимость  $K_{пр}$  и  $K_{п}$  в ячейках BW



б) Функция распределения FZI



в) Зависимость  $K_{пр}$  и  $K_{п}$  для различных групп коллекторов



г) Куб проницаемости

Рис. 2. Применение методики моделирования куба проницаемости с учетом неоднородности пластов по ФЕС



Таблица 3 – Основные ФЕС различных групп коллекторов

Группа	$K_n$ , д.ед.	$K_{np}$ , $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	MinFZI, мкм	MaxFZI, мкм
1	0.165	40.6	0.451	2.958
2	0.186	222.7	3.308	5.986
3	0.193	706.2	6.131	8.993
4	0.221	1157.5	9.154	11.693

Объект исследования, также характеризуется невыдержанностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и неоднородностью структуры порового пространства продуктивных пластов. Для учета данной характеристики при моделировании куба нефтенасыщенности  $K_n$  использован подход, который представлен в работе [9] и описывается следующим алгоритмом (с учетом выделения различных групп коллекторов на основе параметра  $FZI$ ):

1. Оценка остаточной водонасыщенности производится с использованием базы РИГИС по следующей формуле:

$$K_B = 1 - K_n.$$

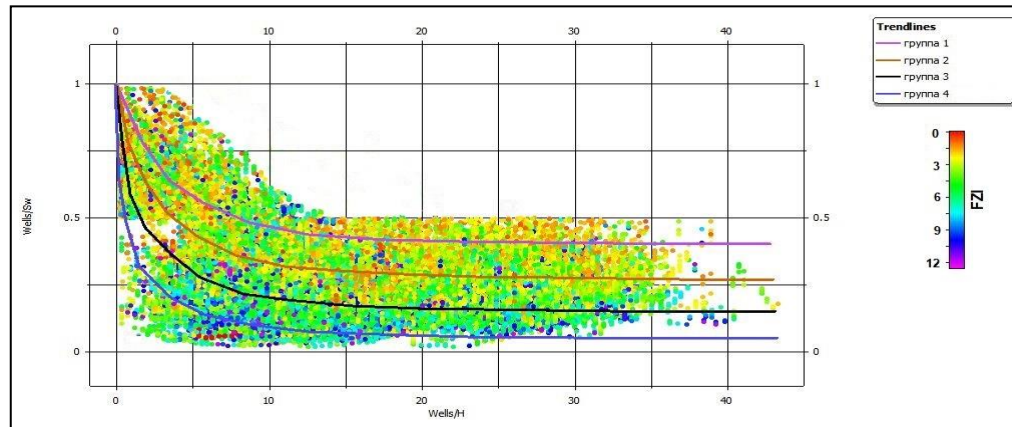
2. Выполняется построение куба высоты  $H$  ячеек модели над уровнем «зеркала свободной воды». Для изучаемого объекта принято, что уровень «зеркала свободной воды» находится на расстоянии 2÷4 метров ниже относительно уровня ВНК.

3. Выполняется построение куба нефтенасыщенности с использованием базы РИГИС. При необходимости дополнительно возможно использование некоторого трендового куба нефте(водо)насыщенности, полученного на основе корреляционных зависимостей основных ФЕС пластов.

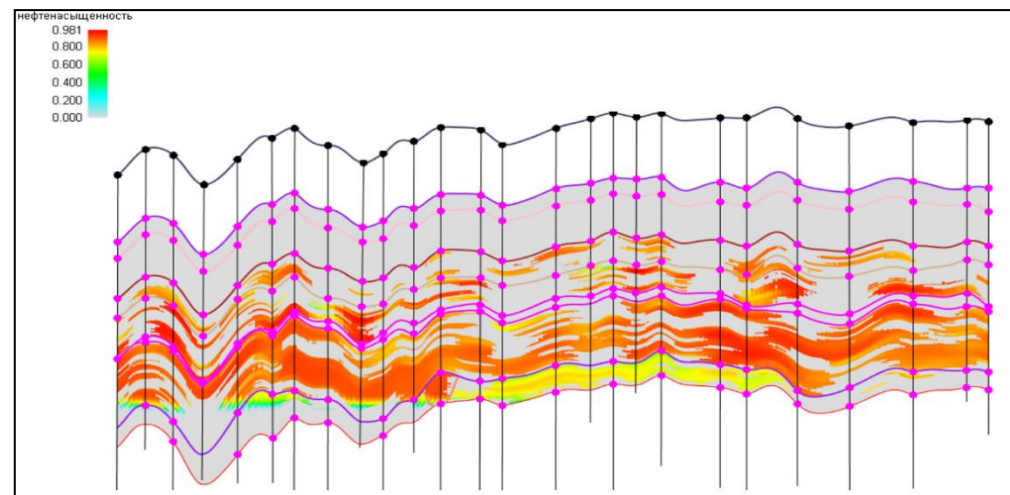
4. Выполняется определение корреляционной зависимости коэффициента водонасыщенности  $K_e$  (п.1) от высоты  $H$  (п.2). Учитывая, что в пределах изучаемого объекта выделено четыре условные группы коллекторов (таблица 3), то для каждой из этих группы была определена собственная корреляционная зависимость коэффициента водонасыщенности  $K_e$  от высоты  $H$  (рисунок 3а):

- группа 1 –  $K_B = 0.6746 \times H^{-0.143}$ ;
- группа 2 –  $K_B = 0.6091 \times H^{-0.230}$ ;
- группа 3 –  $K_B = 0.4227 \times H^{-0.279}$ ;
- группа 4 –  $K_B = 0.2568 \times H^{-0.422}$ .

5. Построение окончательного куба нефтенасыщенности  $K_n$  (рисунок 3б) с использованием зависимостей коэффициента водонасыщенности  $K_e$  от высоты  $H$ , полученных в п.4.



а) Зависимость  $K_v$  от высоты  $H$



б) Схематический разрез

Рис. 3. Моделирование куба нефтенасыщенности с учетом неоднородности пластов по ФЕС

Таким образом, в результате использования ранее разработанных подходов построена трехмерная ГГДМ. На основе данной трехмерной модели была проведена оценка и локализация остаточных извлекаемых запасов нефти и сформированы адресные рекомендации по повышению эффективности текущей системы разработки [1, 18, 19, 20, 21]. Данные рекомендации включали в себя проведение таких ГТМ, как гидравлический разрыв пласта (ГРП) и обработка призабойной зоны (ОПЗ). В результате апробации предложенных рекомендаций были проведены соответствующие ГТМ в трех скважинах (таблица 4).

Таблица 4 – Результаты проведения ГТМ

№ скв.	Дата проведения	ГТМ	Результат
XX1	XX.01.20XX	ОПЗ ГРП	Успешно
XX2	XX.01.20XX	ОПЗ ГРП приобщение пласта	Успешно
XX3	XX.03.20XX	ОПЗ ГРП	Успешно

На рисунке 4 представлены показатели работы скважин до и после ГТМ. Как видно из данного рисунка, в результате проведения предложенных рекомендаций по скважинам №№ XX1, XX2 и XX3 наблюдается повышение дебитов жидкости и нефти.

Использование характеристик вытеснения Сазонова показало, что технологическая эффективность при проведении предложенных ГТМ за 4 месяцев составила 2 463 т нефти (рисунок 5).

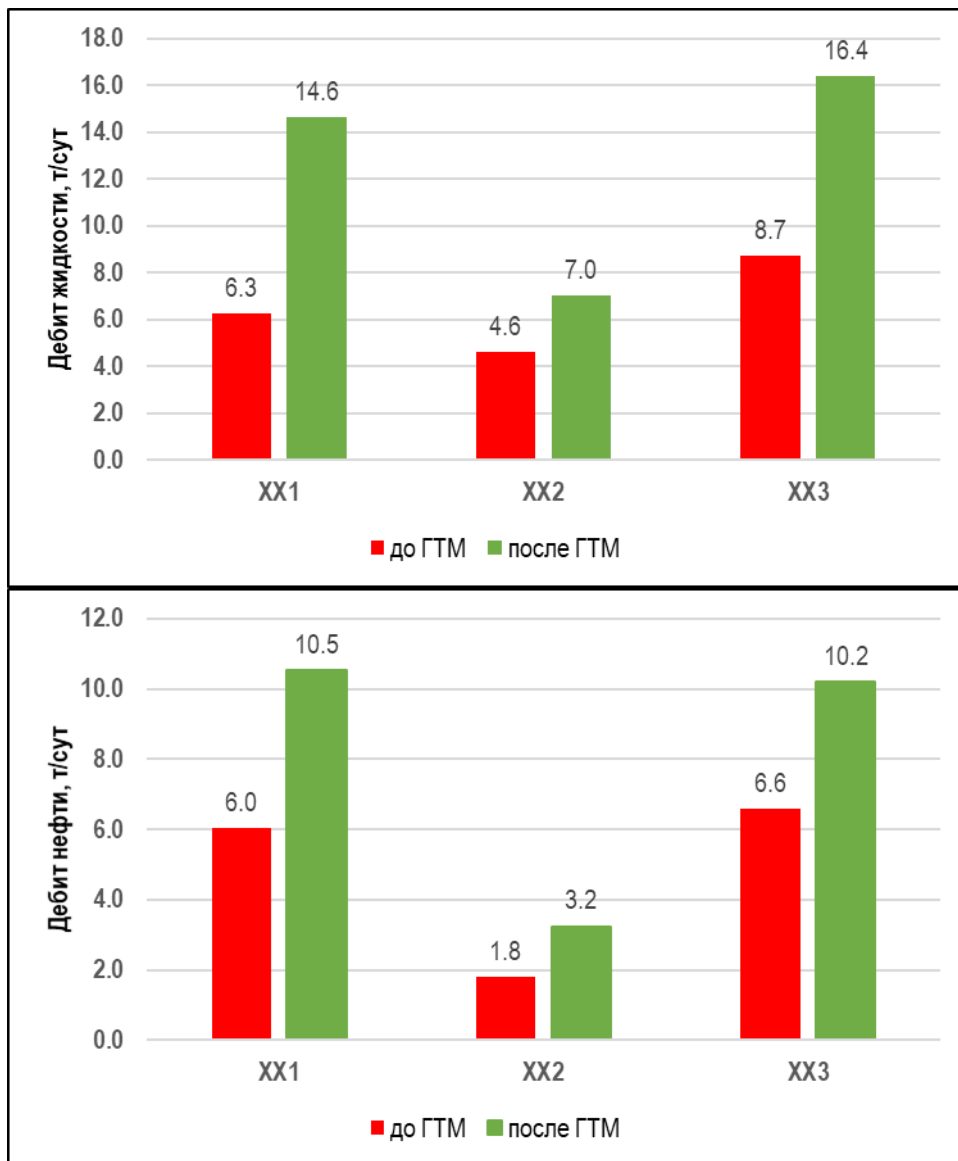


Рис. 4. Изменение показателей работы скважины до и после ГТМ

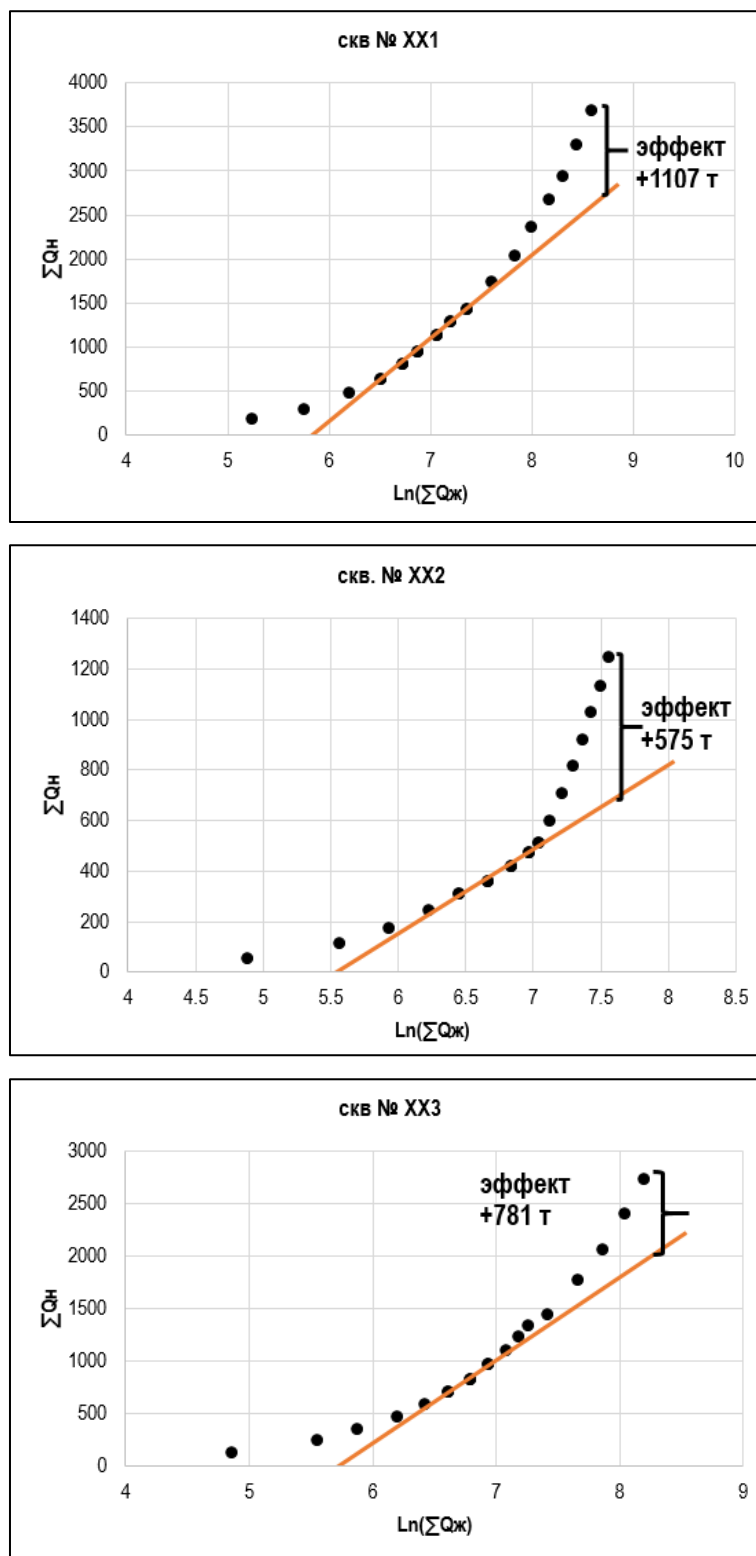


Рис. 5. Оценка эффекта ГТМ с использованием характеристики вытеснения Сазонова

Таким образом, применение вышеприведенных подходов при построении трехмерной ГГДМ позволяет повысить достоверность локализации остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки и способствует формированию адресных рекомендаций по увеличению эффективности текущей системы разработки.

**Финансирование:** работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-297 в рамках программы развития НЦМУ.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Оценка эффективности ГРП с учетом образованных геологических тел / Р.З. Нургалиев, Р.И. Галлямов, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, А.Н. Астахова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 3. С. 57-62.
2. Предпосылки к уточнению концептуальной и седиментологической моделей нефтяных пластов на поздней стадии разработки / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, С.Н. Смирнов, А.Н. Астахова, А.Г. Миннуллин, И.И. Бакиров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 10. С. 45-50.
3. Оценка качества 3D моделей / К.Е. Закревский, Д.М. Майсюк, В.Р. Сыртланов. М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008. 272 с.
4. Методика введения поправок на абсолютные отметки при обосновании положения ВНК / Р.Г. Сарваретдинов, Д.А. Кравец, С.Л. Рыжков, Р.Р. Байгизин // Нефтепромысловое дело. 2010. № 10. С. 7-11.
5. Способ определения поправок абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта многопластового месторождения / М.А. Кузнецов, Н.Л. Черковский, Г.А. Бахтияров, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 11. С. 49-51.
6. Использование метода определения абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта в промысловых условиях / Н.Л. Черковский, Г.А. Бахтияров, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 11. С. 52-54.
7. Совершенствование методики построения карты проницаемости с учетом неоднородности пластов / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, А.А. Амиров, И.Г. Хамитов // Нефтепромысловое дело. 2015. № 4. С. 26-29.
8. Совершенствование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов при трехмерном моделировании / А.А. Махмутов, Р.Х. Гильманова, Р.Г. Сарваретдинов, В.Н. Кожин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 4. С. 26-28.

9. Опыт моделирования куба нефтенасыщенности в неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам пластах на поздней стадии разработки / И.И. Бакиров, А.А. Махмутов, А.Г. Миннуллин, В.Г. Уметбаев, А.Г. Талалай, А.С. Беляева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 12. С. 69-70.
10. Использование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов на месторождениях нефти Урало-Поволжья / Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, Т.Р. Вафин // Нефтяная провинция. 2020. № 4 (24). С. 72-89.
11. Совершенствование метода гидравлических единиц потока на основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения FZI в условиях сложного геологического строения / А.А. Махмутов, В.К. Мухутдинов, Р.Х. Гильманова, Р.М. Инсафов // Нефтяная провинция. 2021. № 4 (28). Часть 2. С. 343-352.
12. Совершенствование методики моделирования куба проницаемости с учетом неоднородности структуры порового пространства продуктивных пластов Южно-Татарского свода / Р.Н. Бахтизин, А.А. Лутфуллин, А.А. Махмутов // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. №2. С. 25-34.
13. Уточнение геологической модели продуктивных отложений васюганской свиты на основе изучения условий их формирования / Д.Ю. Чудинова, Е.М. Махныткин, Н.В. Шабрин, А.Ю. Котенев, Р.М. Миннихметова. // Нефть. Газ. Новации. 2021. №9. С. 13-17.
14. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.
15. Абсолютная проницаемость и структура пустотного пространства коллекторов Западной Сибири / Р. Т. Ахметов, А. М. Маляренко, Л. С. Кулешова, В.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 7(355). С. 71-77. DOI 10.33285/2413-5011-2021-7(355)-71-77. EDN AZNJAL.
16. Методические подходы при изучении физических свойств неоднородных глинизированных пород-коллекторов / А. М. Маляренко, В. А. Богдан, С. А. Блинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 8. С. 57-63. DOI 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-57-63. EDN BEMELV.
17. Особенности распределения пористости и проницаемости продуктивных пластов / Д. И. Султанова, А. М. Маляренко // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: Материалы VII Международной научно-практической конференции, Уфа, 02–03 апреля 2018 года / Ответственный редактор К.Ш. Ямалетдинова. Том Ч. 1. Уфа: Башкирский государственный университет, 2018. С. 149-150. EDN XVBRGP.

18. Обоснование геологических критериев распределения остаточных запасов нефти юрских отложений и технологии их освоения / Н.В. Шабрин, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Е.А. Машкова // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 12. С. 20-26.
19. Влияние фациальных обстановок осадконакопления тюменской свиты на эффективность извлечения и выработку запасов углеводородов / Н.В. Шабрин, А.В. Стенькин, А.Ю. Котенев // Журнал «Вестник Академии наук Республики Башкортостан». 2022. № 43. С. 36-45.
20. Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на основании уточнения литолого-фациального строения месторождения / С.В. Арефьев, В.В. Никифоров, Ю.А. Котенев, Н.В. Шабрин, А.Р. Шарафутдинов // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 3. С. 26-31.
21. Обоснование выбора участков для применения геолого-технических мероприятий на основе геолого-гидродинамического моделирования / А. Н. Халиков, Д. Ю. Чудинова, М. М. Хидиятов // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Материалы Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 14–17 ноября 2018 года. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. С. 150-153. EDN ZBCEDR.

## R E F E R E N C E S

1. Evaluation of hydraulic fracturing efficiency taking into account formed geological bodies / R.Z. Nurgaliev, R.I. Gallyamov, A.A. Makhmutov, E.V. Kornev, A.N. Astakhova // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2017. No. 3. Pp. 57-62.
2. Prerequisites for clarifying the conceptual and sedimentological models of oil reservoirs at a late stage of development / R.G. Sarvaretdinov, A.A. Makhmutov, S.N. Smirnov, A.N. Astakhova, A.G. Minnullin, I.I. Bakirov // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2017. No. 10. Pp. 45-50.
3. Quality assessment of 3D models / K.E. Zakrevsky, D.M. Maysyuk, V.R. Syrtlanov. M.: LLC "IPC Mask", 2008. 272 p.
4. Methodology for introducing corrections for absolute marks when substantiating the position of the VNK / R.G. Sarvaretdinov, D.A. Kravets, S.L. Ryzhkov, R.R. Baigizin // Oilfield business. 2010. No. 10. Pp. 7-11.
5. A method for determining the corrections of absolute marks in inclined wells and water-oil contact of a multi-layer field / M.A. Kuznetsov, N.L. Cherkovsky, G.A. Bakhtiyarov, R.G. Sarvaretdinov, A.A. Makhmutov // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2014. No. 11. Pp. 49-51.
6. Use of the method for determining absolute marks in inclined wells and water-oil contact in field conditions / N.L. Cherkovsky, G.A. Bakhtiyarov, R.G.



- Sarvaretdinov, A.A. Makhmutov // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2014. No. 11. Pp. 52-54.
7. Improving the methodology for constructing a permeability map taking into account the heterogeneity of reservoirs / R.G. Sarvaretdinov, A.A. Makhmutov, A.A. Amirov, I.G. Khamitov // Oilfield business. 2015. No. 4. Pp. 26-29.
  8. Improving the methodology for constructing a permeability cube, taking into account the heterogeneity of reservoirs in three-dimensional modeling / A.A. Makhmutov, R.Kh. Gilmanova, R.G. Sarvaretdinov, V.N. Kozhin // Automation, telemechanization and communication in the oil industry. 2015. No. 4. Pp. 26-28.
  9. Experience in modeling the oil saturation cube in reservoirs that are heterogeneous in terms of reservoir properties at a late stage of development / I.I. Bakirov, A.A. Makhmutov, A.G. Minnullin, V.G. Umetbaev, A.G. Talalay, A.S. Belyaeva // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2017. No. 12. Pp. 69-70.
  10. Using the technique of constructing a permeability cube taking into account the heterogeneity of reservoirs in the oil fields of the Ural-Volga region / R.Kh. Gilmanova, A.A. Makhmutov, E.V. Kornev, T.R. Vafin // Oil Province. No. 4 (24). 2020. Pp. 72-89.
  11. Improvement of the method of hydraulic flow units based on piecewise linear approximation of the FZI distribution function under conditions of complex geological structure / A.A. Makhmutov, V.K. Mukhutdinov, R.Kh. Gilmanova, R.M. Insafov // Oil Province. 2021. No. 4 (28). Part 2. Pp. 343-352.
  12. Improving the methodology for modeling the cube of permeability, taking into account the heterogeneity of the structure of the pore space of the productive strata of the South Tatar arch / R.N. Bakhtizin, A.A. Lutfullin, A.A. Makhmutov // Oil and gas business. 2023. V.21. No. 2. Pp. 25-34.
  13. Refinement of the geological model of productive deposits of the Vasyugan suite based on the study of the conditions of their formation / D.Yu. Chudinova, E.M. Makhnytkin, N.V. Shabrin, A.Yu. Kotenev, R.M. Minniakhmetova. // Oil. Gas. Innovations. 2021. No. 9. Pp. 13-17.
  14. Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method. Edited by V.I. Petersilie, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. Moscow-Tver: VNIGNI, SPC "Tvergeofizika", 2003. 258 p.
  15. Akhmetov R.T., Malyarenko A.M., Kuleshova L.S. Absolute permeability and void space structure of reservoirs in Western Siberia // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2021. No. 7(355). Pp. 71-77. DOI 10.33285/2413-5011-2021-7(355)-71-77. EDN AZNJAL.
  16. Malyarenko A. M., Bogdan V. A., Blinov S. A. [et al.] Methodological approaches to studying the physical properties of heterogeneous shaly reservoir rocks // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2020. No. 8. Pp. 57-63. DOI 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-57-63. EDN BEMELV.

17. Features of the distribution of porosity and permeability of productive formations / D. I. Sultanova, A. M. Malyarenko // Innovations and high technologies in education and economics: Proceedings of the VII International scientific and practical conference, Ufa, 02 April 03, 2018 / Managing editor K.Sh. Yamaletdinova. Volume Ch. 1. Ufa, Bashkir State University, 2018. Pp. 149-150. EDN XVBRGP.
18. Substantiation of geological criteria for the distribution of residual oil reserves of Jurassic deposits and technologies for their development / N.V. Shabrin, Yu.A. Kotenev, Sh.Kh. Sultanov, E.A. Mashkova // Oil. Gas. Innovations. 2022. No. 12. Pp. 20-26.
19. Influence of facies environments of sedimentation of the Tyumen suite on the efficiency of extraction and development of hydrocarbon reserves / N.V. Shabrin, A.V. Stenkin, A.Yu. Kotenev // Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan. 2022. No. 43. Pp. 36-45.
20. Features of the development of oil reserves of the Jurassic-Lower Cretaceous deposits based on the refinement of the lithofacies structure of the field / S.V. Arefiev, V.V. Nikiforov, Yu.A. Kotenev, N.V. Shabrin, A.R. Sharafutdinov // Oil. Gas. Innovations. 2022. No. 3. Pp. 26-31.
21. Substantiation of the choice of sites for the application of geological and technical measures based on geological and hydrodynamic modeling / A. N. Khalikov, D. Yu. Chudinova, M. M. Khidiyatov // Achievements, problems and prospects for the development of oil and gas industries: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Almet'yevsk, November 14–17, 2018. Almet'yevsk, Almet'yevsk State Oil Institute, 2018. Pp. 150-153. EDN ZBCEDR.

***Сведения об авторах:***

***Махмутов Алмаз Аксанович***, доктор геолого-минералогических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, д. 1, 450064, г. Уфа, Российская Федерация. E-mail: [makhmutov\\_aa@mail.ru](mailto:makhmutov_aa@mail.ru). ORCID ID: 0009-0004-3694-5484.

***Маляренко Алина Михайловна***, кандидат геолого-минералогических наук, преподаватель, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, д. 1, 450064, г. Уфа, Российская Федерация. E-mail: [m\\_alina\\_m@mail.ru](mailto:m_alina_m@mail.ru). ORCID ID: 0009-0009-0535-1110.

***Шабрин Никита Владиславович*** старший преподаватель, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, д. 1, 450064, г. Уфа, Российская Федерация. E-mail: [nikita.shabrin@yandex.ru](mailto:nikita.shabrin@yandex.ru). ORCID ID: 0000-0003-4727-6349

***Халиков Альмир Наилевич***, старший преподаватель, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, д. 1, 450064, г. Уфа, Российская Федерация. E-mail: [almir94@yandex.ru](mailto:almir94@yandex.ru). ORCID ID: 0000-0001-6801-3770

**Мухутдинов Вадим Касымович**, кандидат технических наук, старший преподаватель, ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», ул. Заки Валиди, д. 32, 450076, г. Уфа, Российская Федерация. E-mail: [mvk-gf@mail.ru](mailto:mvk-gf@mail.ru). ORCID ID: 0009-0008-0393-3371.

*Author's personal details*

**Makhmutov Almaz Aksanovich**, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov, 1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [makhmutov\\_aa@mail.ru](mailto:makhmutov_aa@mail.ru). ORCID ID: 0009-0004-3694-5484.

**Malyarenko Alina Mikhailovna**, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Lecturer, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov, 1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [m\\_alina\\_m@mail.ru](mailto:m_alina_m@mail.ru). ORCID ID: 0009-0009-0535-1110.

**Shabrin Nikita Vladislavovich**, Senior Lecturer, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov, 1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [nikita.shabrin@yandex.ru](mailto:nikita.shabrin@yandex.ru). ORCID ID: 0000-0003-4727-6349

**Khalikov Almir Nailevich**, Senior Lecturer, Ufa State Petroleum Technological University, st. Kosmonavtov, 1, 450064, Ufa, Russian Federation. E-mail: [almir94@yandex.ru](mailto:almir94@yandex.ru). ORCID ID: 0000-0001-6801-3770

**Mukhutdinov Vadim Kasymovich**, Candidate of Technical Sciences, Senior Lecturer, Ufa University of Science and Technology, st. Zaki Validi, 32, 450076, Ufa, Russian Federation. E-mail: [mvk-gf@mail.ru](mailto:mvk-gf@mail.ru). ORCID ID: 0009-0008-0393-3371.

© Махмутов А.А., Маляренко А.М., Шабрин Н.В., Халиков А.Н.,  
Мухутдинов В.К.