



УДК 622.276:532.5.013

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

И.С. Путилов, И.П. Гурбатова, Н.А. Попов, Д.Б. Чижов, А.В. Юрьев

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

INCREASING THE RELIABILITY OF RESULTS OF PHYSICAL AND HYDRODYNAMIC TESTS

Ivan S. Putilov, Irina P. Gurbatova, Nikita A. Popov, Denis B. Chizhov, Aleksander V. Yuriev

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

Получена / Received: 01.04.2019. Принята / Accepted: 01.08.2019. Опубликована / Published: 27.09.2019

Ключевые слова:

полноразмерный керн, сложнопостроенный карбонатный коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициент вытеснения нефти водой, метод статистической проверки гипотез.

Одной из основных проблем при проведении физико-гидродинамических исследований на керновом материале является подбор представительной коллекции образцов. Такая коллекция должна максимально точно отражать физико-гидродинамические процессы изучаемого пласта. Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов особенно важным является охватить максимальный диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств. Оценить не только процессы, проходящие в матрице породы, но и каверно-трещиноватую составляющую породы. Методологические вопросы до конца не проработаны, таким образом, при изучении резервуара конкретного месторождения ставится задача разработать методику по выбору представительной коллекции образцов для проведения физико-гидродинамических исследований. Следовательно, используя полученную информацию по коэффициенту вытеснения нефти водой, с достаточной степенью достоверности можно оценить запасы и получить наиболее точно коэффициент извлечения нефти.

На примере Тэдинского месторождения разработаны методические рекомендации по выбору представительной коллекции образцов для проведения физико-гидродинамических исследований, а также определена необходимость использования керна с сохраненным при выбуривании диаметром для определения коэффициентов вытеснения нефти водой.

Для оценки представительности выбранной коллекции образцов проведен статистический анализ, использовался метод статистической проверки гипотез (статистических критериев), основанный на распределении Стьюдента.

Установлено, что подбор представительной коллекции образцов для исследований необходимо проводить из всех типов коллекторов, которыми представлен изучаемый разрез и по всему диапазону фильтрационно-емкостных свойств. Коллекция образцов должна быть представлена как полноразмерными, так и стандартными образцами, поскольку они определяют процессы, проходящие в разных участках пласта.

Key words:

full-sized core, complex carbonate reservoir, reservoir properties, oil displacement coefficient by water, method of statistical hypothesis testing.

One of the main problems in conducting physical and hydrodynamic tests on core material is the selection of a representative collection of samples. Such a collection should accurately reflect the physical and hydrodynamic processes of the reservoir being studied. For complex carbonate reservoirs, it is especially important to cover the maximum range of changes in the reservoir properties. Methodological issues have not been fully worked out, thus, when studying the reservoir of a particular field, the task is to develop a methodology for choosing a representative collection of samples for conducting physical and hydrodynamic studies. Therefore, using the information obtained on the coefficient of oil displacement by water with a sufficient degree of reliability, we can estimate the reserves and obtain the most accurate oil recovery coefficient.

Using the example of the Tedinskoye field, methodological recommendations were developed for choosing a representative collection of samples for carrying out physical and hydrodynamic studies, and the need for using a core with an initial diameter to determine the oil displacement coefficients with water was determined.

To assess the representativeness of the selected collection of samples, a statistical analysis was carried out, the method of statistical testing of hypotheses (statistical criteria) was used, based on student distribution.

It was found that the selection of a representative collection of samples for research should be carried out from all types of reservoirs, which represent the studied section and over the entire range of filtering and capacitive properties. The collection of samples should be represented by both full-sized and standard samples, since they determine the processes taking place in different parts of the reservoir.

Путилов Иван Сергеевич – доктор технических наук, заместитель директора по научной работе в области геологии (тел.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Гурбатова Ирина Павловна – кандидат технических наук, главный специалист Центра исследования керна и пластовых флюидов (тел.: +007 342 233 64 93, e-mail: Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com).

Попов Никита Андреевич – начальник отдела физики пласта Управления комплексных исследований керна Центра исследования керна и пластовых флюидов (тел.: +007 342 233 65 90, e-mail: Nikita.Popov@pnn.lukoil.com).

Чижов Денис Борисович – начальник отдела физико-гидродинамических исследований Управления специальных исследований керна и пластовых флюидов Центра исследования керна и пластовых флюидов (тел.: +007 342 233 65 90, e-mail: Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com).

Юрьев Александр Вячеславович – ведущий инженер отдела исследований химических методов повышения нефтеотдачи пласта на керне Управления исследований методов повышения нефтеотдачи пласта на керне Центра исследования керна и пластовых флюидов (тел.: +007 342 233 65 90, e-mail: Aleksandr.Yuriev@pnn.lukoil.com).

Ivan S. Putilov (Author ID in Scopus – 2572377700) – Doctor of Engineering, Deputy Director for Science in Geology (tel.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Irina P. Gurbatova (Author ID in Scopus – 55536701100) – PhD in Engineering, Chief specialist of the Research Center of the core and formation fluids (tel.: +007 342 233 64 93, e-mail: Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com).

Nikita A. Popov – Head of the Department of Formation Physics, Department of Integrated Core Research of the Research Center of the core and formation fluids (tel.: +007 342 233 65 90, e-mail: Nikita.Popov@pnn.lukoil.com).

Denis B. Chizhov (Author ID in Scopus: 57112213900) – Head of the Department of Physical and Hydrodynamic Studies of the Department for Special Studies of Core and Formation Fluids of the Research Center of the core and formation fluids (tel.: +007 342 233 65 90, e-mail: Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com).

Aleksander V. Yuriev – Lead Engineer of the Research Center for Chemical Methods of EOR on the core of the Office for Research on the Methods of EOR on the Core of the Research Center of the core and formation fluids (tel.: +007 342 233 65 90, e-mail: Aleksandr.Yuriev@pnn.lukoil.com).

Введение

На территории Российской Федерации увеличивается доля объектов разработки коллекторов со сложным строением. Например, нефтенасыщенные коллекторы ряда месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) характеризуются высокой трещиноватостью и кавернозностью. При подсчете запасов в проектах и технологических схемах разработки месторождений важно иметь сведения о физико-гидродинамических показателях. Достоверность информации в значительной степени зависит от выбора представительной коллекции образцов керн для фильтрационных исследований, охватывающих все диапазоны фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и учитывающих типы пород-коллекторов.

Детальное изучение физических свойств пород дает возможность прогнозировать скопление нефти и газа, оценивать фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора, выбирать более эффективные методы вскрытия пласта и извлечения из него пластовой продукции. Достоверность в значительной степени зависит от обеспеченности петрофизической информацией [1–3]. Существует только один прямой способ получения такой информации – лабораторные исследования керна [4].

Целью данной работы является обоснование подбора коллекции образцов керна для проведения физико-гидродинамических исследований на

примере Тэдинского месторождения, а также оценка необходимости использования керна с сохраненным диаметром для определения коэффициентов вытеснения нефти водой.

Характеристика объекта исследований

Тэдинское месторождение расположено в центральной части Большеземельской тундры и по административному делению входит в состав Ненецкого автономного округа (рис. 1) [5–7]. В тектоническом отношении оно расположено в западной части Хорейверской впадины в пределах Коллависовской ступени.

На основании литолого-петрографических исследований выделены следующие типы пород-коллекторов: известняки микробиально-детритовые цианобионтные с различными структурами (сгустково-комковатые, обломочные, онколитовые или желваковые, биогермные и их переходные разновидности); известняки полифитные; известняки оолитовые; известняки детрито-микритовые и микритовые и тонкослойчатые строматолито-подобные. Все разновидности микробиально-детритовых и полифитных известняков встречаются совместно и связаны переходными разновидностями.

Породы в разной степени перекристаллизованы, кальцитизированы, доломитизированы, стилолитизированы, трещиноватые и пористые или каверново-пористые (рис. 2).

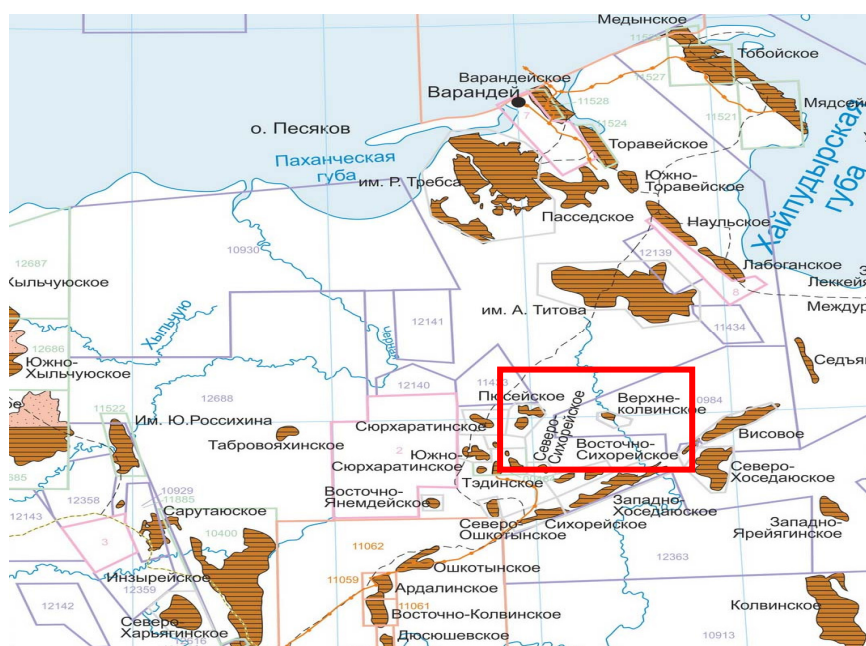


Рис. 1. Фрагмент обзорной карты северной части ТПНГП

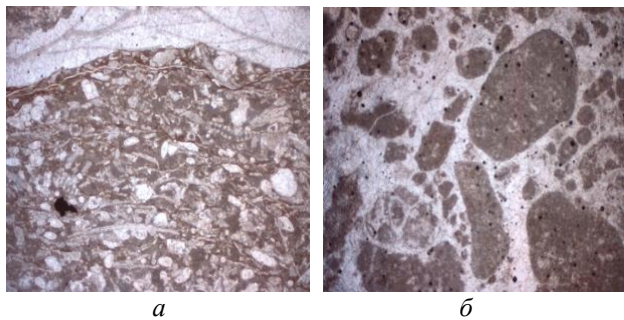


Рис. 2 Фотография шлифа: увеличение $\times 25$.
 а – проходящий свет. Скопление органического детрита в микробиально-детритовом известняке;
 б – проходящий свет. Известняк комковато-обломочный

Разработка методических рекомендаций по выбору представительной коллекции образцов для физико-гидродинамических исследований

Эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей, проводимые в лабораторных условиях при моделировании термодинамических условий на керне с продуктивных интервалов, наиболее достоверно отражают гидродинамическую картину процессов, протекающих в пласте-коллекторе [8–26]. Одной из основных проблем при проведении физико-гидродинамических исследований на керновом материале является подбор представительной коллекции образцов, которая должна максимально точно отражать физико-гидродинамические процессы для изучаемого пласта. Для сложно-построенных карбонатных коллекторов особенно важным является охватить максимальный диапазон изменения ФЕС [27]. Оценить не только процессы, проходящие в матрице породы, но и каверно-трещиноватую составляющую породы.

Для разработки методических рекомендаций по выбору представительной коллекции образцов при проведении физико-гидродинамических исследований использовалось 2075 образцов керна (1532 образца стандартного размера и 543 образца полноразмерного керна), отобранных из шести скважин, приуроченных к объекту D₃fm Тэдинского месторождения (рис. 3). Как видно из рис. 3, корреляционные поля по двум выборкам перекрываются, однако точки по образцам стандартного размера имеют большой разброс. Для того чтобы повысить информативность анализа, возникает необходимость совершенствования методов исследования и более детального изучения масштабного эффекта в широком диапазоне в зависимости от изменения структуры порового

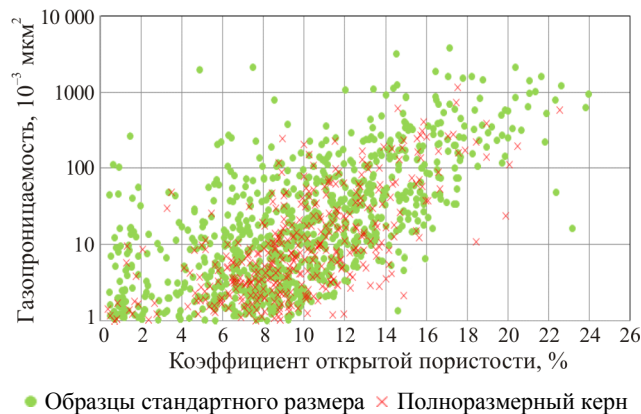


Рис. 3. Зависимость газопроницаемости от пористости

пространства. Это требует разработки новых методов оценки масштабного эффекта, разработки методики выбора представительной коллекции образцов полноразмерного керна для проведения фильтрационных исследований.

На первом этапе рассчитана накопленная корреляция между коэффициентом открытой пористости и коэффициентом газопроницаемости по всей выборке образцов. Построены графики корреляции отдельно для образцов стандартного размера и полноразмерного керна (рис. 4). Графики накопительной корреляции характеризуют взаимосвязь коэффициента открытой пористости и газопроницаемости в разных диапазонах пористости. Разрывы, перерывы и кривизна на графиках для полноразмерных образцов и образцов стандартного размера отражают изменение структуры порового пространства в разных диапазонах. Площадь между графиками образцов стандартного размера и полноразмерным керном является мерой масштабного эффекта во всем диапазоне ФЕС изучаемого месторождения. Расстояние между отдельными точками графика в узком значении коэффициента проницаемости по газу количественно характеризует масштабный эффект данного диапазона. Подобные меры учета масштабного эффекта предлагаются впервые. Также, используя данный график, можно оценить граничные значения независимо от расчетных и использовать для оценки запасов и выделения коллекторов.

Рассмотрим более подробно изменение угла наклона и другие эффекты на графиках накопительной корреляции. На рис. 4 выделена зона I, в которой не может быть эффективного пустотного пространства, повышенное значение коэффициента проницаемости вызвано трещинами техногенного происхождения, образовавшимися при изготовлении образцов. Это подтверждается

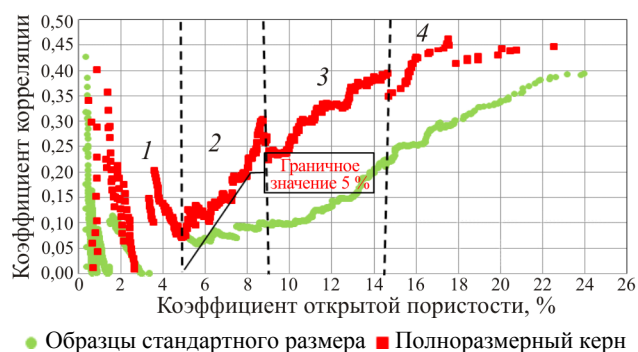


Рис. 4. График накопительной корреляции для образцов стандартного размера и полноразмерного керна

отсутствием корреляционных связей – образцы располагаются нелинейно. По рисунку можно четко выделить граничные значения, которые согласуются с расчетными показателями, взятыми на основании использования корреляционных связей проницаемости с открытой пористостью.

Таким образом, используя данный подход, можно независимо определить граничные значения для оценки запасов и выделения коллекторов. В интервале пористости от 5 до 15 % (зона 2–3) прослеживается рост значений накопленной корреляции для обоих графиков, но для полноразмерного керна в интервале значения пористости 9 % отмечен резкий подъем, а также разрыв, вызванный значительным вкладом трещин в эффективное поровое пространство (зона 2). Далее происходит падение и выполаживание графика накопительной корреляции, обусловленное участием в большей степени каверн, пор в пустотном пространстве. График накопительной корреляции по полноразмерному керну демонстрирует более тесную связь с пористостью, но после значения пористости более 15 % наблюдаются разрыв и резкий рост, что обусловлено преобладающей ролью открытых пор в проницаемости и пористости – это свидетельствует о достоверности и информативности (зона 4). Разрывы графика накопительной корреляции по полноразмерному керну четко отбивают и фиксируют границы разделения по типам коллектора в представленном разрезе, а на образцах стандартного размера данный эффект проявляется нечетко, о нем можно судить лишь по изменению угла наклона. Кривая, характеризующая полноразмерный керн, расположена выше, а образцы стандартного размера – ниже, что демонстрирует масштабный эффект. В целом можно сделать вывод о том, что для оценки резервуара в сложнопостроенных коллекторах наиболее представительным является

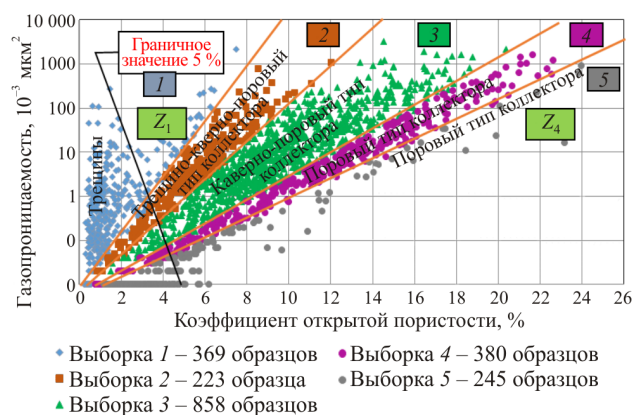


Рис. 5. Зависимость газопроницаемости от пористости с разделением образцов по типу коллекторов; Z_1 , Z_4 обозначены линейные дискриминантные функции

полноразмерный керн, а образцы стандартного размера следует использовать для определения граничных значений.

На втором этапе проведено сопоставление результатов определения коэффициента открытой пористости и абсолютной газопроницаемости (рис. 5).

Соотношение открытой пористости и абсолютной газопроницаемости отчетливо свидетельствует о различном характере связи между этими показателями для сложных карбонатных коллекторов с разным типом пустотного пространства (см. рис. 5).

Основным критерием, определяющим тип коллектора, является способность породы пропускать через себя флюид, т.е. проницаемость. Экспериментально на основе методических рекомендаций по подсчету запасов вся выборка, в зависимости от того, по каким пустотам преобладает фильтрация флюида, была разделена на пять групп и выделены три основные группы по типам коллектора:

1. Трещинный коллектор – преобладающая роль микротрещин в проницаемости и пористости. Также в данной группе была выделена зона «трещины», в которой не может быть эффективного пустотного пространства, повышенное значение коэффициента проницаемости вызвано трещинами техногенного происхождения, образовавшимися при транспортировке керна и изготовлении образцов.

2. Трещинно-порово-каверновый коллектор – породы с более сложным типом пустотного пространства за счет интенсивной кавернозности и трещиноватости (если каверн не очень много или они мелкие, то тип коллектора трещинно-каверново-поровый).

3. Каверново-поровый коллектор – преобладающая роль поровых каналов в проницаемости и пористости и дополнительное увеличение их за счет каверн. Сюда вошли образцы с поровым и крупно-поровым типом пустотного пространства и образцы с единичными или мелкими кавернами.

4–5. Поровый коллектор – преобладающая роль открытых пор в проницаемости и пористости.

Статистический анализ распределения коэффициента открытой пористости для пяти выборок, соответствующих разделению, представленному на рис. 5, отдельно для образцов стандартного размера и для полноразмерного керна показывает схожую картину (рис. 6). Однако они отличаются по максимальным значениям: у полноразмерного керна максимальное значение 9 %, а у образцов стандартного размера – 6 %. Это говорит о том, что значения пористости более достоверны при исследовании полноразмерного керна, а на образцах стандартного размера это значение занижено – пример масштабного эффекта. В интервале пористости от 0 до 5 % представлены выборки для всех групп по тиру коллектора – диапазоны перекрываются как для образцов стандартного размера, так и для полноразмерного керна. С 5 до 15 % наблюдается увеличение доли выборки 3 и 4, вызванное вкладом образцов за счет интенсивной кавернозности и увеличением доли образцов из порового типа коллектора, но для полноразмерного керна распределение более нормальное, чем для образцов стандартного размера. После значения пористости 15 % количество образцов снижается в обеих выборках. Для полноразмерного керна после значения 18 % доля образцов из выборок 3–5 уменьшается значительно (см. рис. 6).

На основе полученных групп построены линейно-дискриминантные функции (ЛДФ), которые позволяют разделять пространство корреляционного поля. Качество классификации – от 92 до 97 %. Все полученные ЛДФ статистически значимы. Они могут быть использованы для классификации образцов в будущем, а их статистическая значимость подтверждает экспериментальное разделение на группы.

ЛДФ для объекта D₃fm Тэдинского месторождения имеют следующий вид:

$$Z_1 = 0,919 (K_n) - 0,907 (\log_{10} (K_{\text{прг}})) - 2,803, \\ \text{clas} = 92 \% ; F_p/F_t = 215,94, p < 0,00001;$$

$$Z_2 = 0,773 (K_n) - 2,066 (\log_{10} (K_{\text{прг}})) - 5,043, \\ \text{clas} = 93 \% ; F_p/F_t = 244,88, p < 0,00001;$$

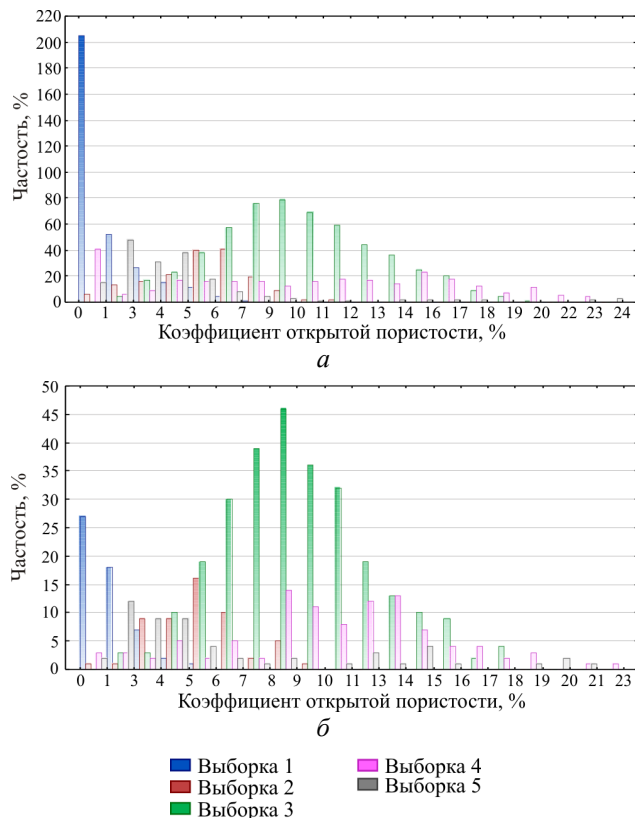


Рис. 6. Распределение коэффициента открытой пористости для образцов стандартного размера (а) и полноразмерного керна (б)

$$Z_3 = 0,776 (K_n) - 2,940 (\log_{10} (K_{\text{прг}})) - 5,455, \\ \text{clas} = 94 \% ; F_p/F_t = 355,63, p < 0,00001;$$

$$Z_4 = 0,883 (K_n) - 4,113 (\log_{10} (K_{\text{прг}})) - 8,989, \\ \text{clas} = 97 \% ; F_p/F_t = 168,76, p < 0,00001,$$

где K_n – коэффициент открытой пористости, %; $K_{\text{прг}}$ – коэффициент газопроницаемости, 10^{-3} мкм²; clas – правильная классификация, %; F_p/F_t – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p – уровень значимости.

ЛДФ Z_1 и Z_4 позволяют ограничить зону возможного отбора представительной коллекции образцов и зоны отбракованных образцов для объекта D₃fm Тэдинского месторождения (см. рис. 5).

Применив данный подход, можно выделить три зоны, которые наиболее корректно отражают физико-гидродинамическую картину пласта (рис. 7):

- зона 1 не представлена образцами, рекомендуемыми к отбору (сведена к минимуму по граничному значению пористости);
- зона 2 представлена смешанными образцами стандартного размера и с сохраненным диаметром (полноразмерный керн);
- зона 3 представлена только образцами с сохраненным диаметром.

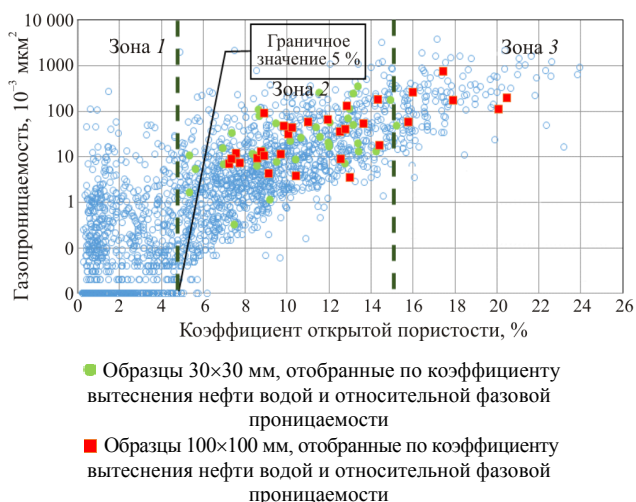


Рис. 7. Зависимость газопроницаемости от пористости (всего 2075 образцов)

После определения ФЕС в атмосферных условиях и выделения зон, рекомендуемых для отбора образцов, сформирована выборка из 30 образцов полноразмерного керна и 38 образцов стандартного размера для проведения на них экспериментов по определению коэффициента вытеснения нефти водой.

На основе выбранной коллекции образцов проведены фильтрационные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой. Для этого первоначально сухие образцы взвешивались, после чего под вакуумом насыщались моделью пластовой воды. Определены открытая пористость газоволюметрическим методом и проницаемость образцов по воде. После этого на образцах полноразмерного керна моделировалась остаточная водонасыщенность методом капиллярной вытяжки, соответствующей или близкой к значениям, полученным в результате экспериментов по снятию кривой капиллярного давления, затем образцы донасыщались неполярным керосином [28–29]. На образцах керна стандартного размера остаточная водонасыщенность создавалась методом полупроницаемой мембраны. Далее образцы насыщались неполярным керосином. После повышения давления в системе керосин прокачивался в объеме 3–4 поровых объемов образца, после чего замещался на модель нефти, которая прокачивалась в том же объеме, создавая начальную нефтенасыщенность в образце. После этого осуществлялось вытеснение нефти в бюретку высокого давления.

Фильтрационные исследования проводились при моделировании термобарических условий, соответствующих условиям залегания, согласно ОСТ 39-195-86 [30].

Анализ полученных результатов

Для оценки представительности выбранной коллекции образцов проведен анализ *t*-статистики, результаты представлены в таблице [31–38].

По результатам анализа гистограммы (рис. 8, а) для образцов стандартного размера наблюдается смещение в левую часть с низкими значениями коэффициента вытеснения нефти водой; для полноразмерных образцов – смещение в правую часть с высокими значениями коэффициента вытеснения нефти водой.

Статистический анализ
коэффициента вытеснения, доли ед.,
для двух выборок ($t = -3,60558$)

Параметр	Стандартный образец	Полноразмерный керн
Количество наблюдений	38	30
Среднее значение	0,439	0,534
Стандартное отклонение	0,13285	0,065

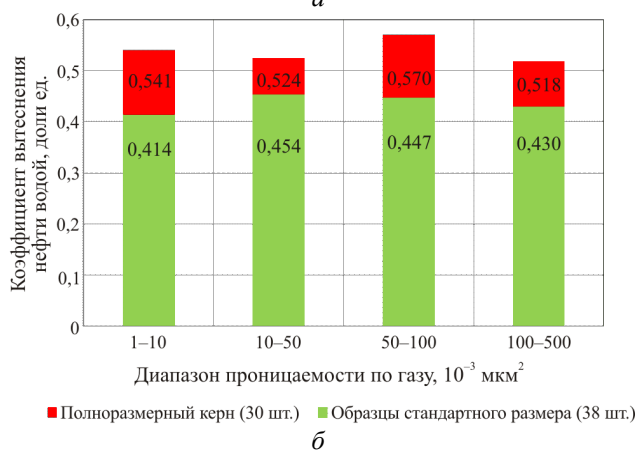
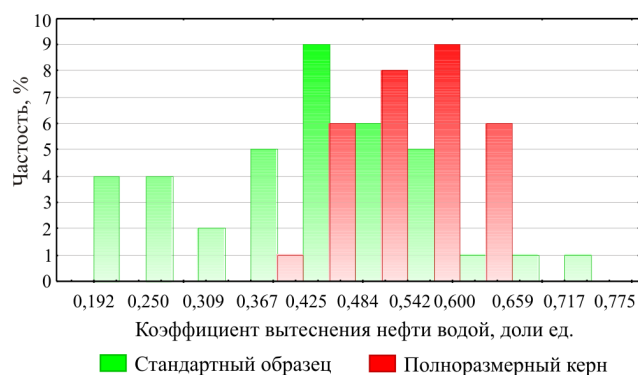


Рис. 8. Распределение: а – коэффициента вытеснения нефти водой в зависимости от частоты в общей выборке полученных экспериментальных значений; б – средних значений коэффициента вытеснения нефти водой

Завышенные значения коэффициента вытеснения нефти водой обусловлены относительно небольшими размерами образца в сравнении с кавернами большого диаметра и микротрещинами, по которым осуществляется основная фильтрация, не затрагивая матрицу породы. Поэтому из трещинно-каверно-порового типа коллектора для проведения исследований по определению коэффициента вытеснения нефти водой рекомендуется отбирать полноразмерные образцы с сохраненным диаметром, которые учитывают масштабный эффект и включают в себя микротрещины, каверны большого размера и матрицу породы, соизмеримые с размерами образцов [39–45].

Данное утверждение подтверждается гистограммой распределения значений коэффициента вытеснения нефти водой в различных диапазонах газопроницаемости для объекта D₃fm Тэдинского месторождения (см. рис. 8, б). На рисунке показано, что средние значения коэффициентов вытеснения нефти водой по образцам полноразмерного ядра выше, чем у образцов ядра стандартного размера.

Сравнительный анализ значений коэффициента вытеснения нефти водой с использованием образцов стандартного размера и полноразмерного ядра показывает, что полученные на образцах стандартного размера значения занижены, а по коэффициенту остаточной нефтенасыщенности завышены. Использование данных, полученных по образцам стандартного размера, приводит к погрешности коэффициента вытеснения нефти водой, как следствие – искажает коэффициент извлечения нефти, что ведет к ошибочной оценке извлекаемых запасов нефти. Вследствие этого необходимо учитывать масштабный эффект при проведении фильтрационных исследований.

Выводы

В результате выполненных исследований были научно обоснованы методические рекомендации по выбору представительной коллекции образцов для физико-гидродинамических исследований.

Впервые предложена и описана количественная мера масштабного эффекта для полноразмерных и стандартных образцов ядра через сопоставление графиков накопительной корреляции по соотношению коэффициентов проницаемости и пористости.

На основе проведенного линейного дискриминантного анализа была решена практическая задача разделения по типам коллектора для

продуктивных отложений объекта D₃fm Тэдинского месторождения.

Предложенные методические рекомендации по выбору представительной коллекции образцов позволяют наиболее точно подобрать образцы для фильтрационных исследований, которые будут наиболее корректно отражать физико-гидродинамическую картину пласта, а результаты будут использоваться при подсчете запасов и в проектно-технической документации. Усовершенствованные методы изучения сложно-построенных коллекторов с использованием полноразмерного ядра позволяют повысить достоверность петрофизической информации, привлекаемой при подсчете (уточнении) запасов, технико-экономическом обосновании коэффициента извлечения нефти, проектов и технологических схем разработки.

Библиографический список

1. Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Юрьев А.В. Особенности изучения петрофизических и упругих свойств ядра в сложнопостроенных коллекторах нефти и газа при моделировании термобарических пластовых условий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 5. – С. 67–72.
2. Костин Н.Г., Губайдуллин М.Г. Влияние размеров исследуемых образцов ядра на величину коэффициента пористости карбонатных и терригенных коллекторов // Геологические опасности: материалы XV Всерос. конф. с междунар. участием. – 2009. – С. 248–250.
3. Петерсилье В.И., Рабиц Э.Г., Белов Ю.Я. Методы и аппаратура для изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на образцах большого размера. – М.: Недра, 1980. – 53 с.
4. Алексин Г.А., Клещев А.А., Россихин Ю.А. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.
5. Горная энциклопедия [Электронный ресурс]. – URL: <http://mining-enc.ru/t/timano-pechorskaya-neftegazonosnaya-provinciya> (дата обращения: 12.02.2019).
6. Oil families and their potential sources in the northeastern Timan Pechora basin, Russia / M.A. Abrams, A.M. Apanel, O.M. Timoshenko, N.N. Kosenkova // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1999. – Vol. 83, № 4. – P. 553–577.

7. Heafford A. The geology of Palaeozoic hydrocarbons in the eastern European USSR and their relevance to the Barents shelf, in Vorren // Arctic geology and petroleum potential, Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication. – Amsterdam: Elsevier Science Publishers B.V. – 1999. – № 2. – P. 26–271.
8. Губайдуллин М.Г., Белозеров И.П., Юрьев А.В. Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой в сложнопостроенных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 49–52.
9. Двухфазная фильтрация в трансверсально-изотропной пористой среде. Теория и эксперимент / М.Н. Дмитриев, В.В. Кадет, М.Н. Кравченко, С.Г. Россохин // Известия РАН. – 2004. – № 4. – С. 92–97.
10. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / Н.М. Дмитриев, А.Н. Кузьмичев, Н.Н. Михайлов, В.М. Максимов // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 6–9.
11. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М.: Нефть и газ, 1997. – 387 с.
12. Зайнутдинов Р.С. Совершенствование метода определения остаточной нефтенасыщенности пластов по керну для оценки коэффициентов вытеснения нефти водой: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 1998. – 162 с.
13. Зубков М.Ю., Микулина О.И., Пушин А.В. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения // Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. – 2012. – № 25. – С. 42–52.
14. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.: НИЦ регулярной и хаотической динамики, 2004. – 629 с.
15. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов, А.В. Джемесюк, Т.Н. Кольчицкая, Н.А. Семенова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 59 с.
16. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 301 с.
17. Некоторые результаты оценки влияния способов экстракции нефтенасыщенных карбонатных пород на их коллекторские свойства / Н.Ш. Хайрединов, А.А. Губайдуллин, Е.А. Юдинцев, С.А. Блинов // Труды ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1987. – № 60. – С. 103–109.
18. Шванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеева Э.И. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – СПб.: Недра, 1998. – 521 с.
19. Herrera R.G., Fernando S.V., Hernandez F.P. On the petrophysics of carbonate reservoirs through whole core analysis // International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico. – Veracruz, 1994. DOI: 10.2118/28675-MS.
20. Pore geometry of carbonate rocks and capillary pressure curves / R.L. Jodry, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzullo, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. Part I. – Amsterdam: Elsevier, 1992. – 670 p.
21. Fluid flow through carbonate rock systems / V.F. Samaniego, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzullo, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. Part I. – New York: Elsevier, 1992. – P. 439–503. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70133-5
22. Skopec R.A. Proper coring and wellsite core handling procedures: the first step toward reliable core analysis // Journal of Petroleum Technology. – 1994. – Vol. 46, iss. 04. – 280 p. DOI: 10.2118/28153-PA
23. Chilingarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Carbonate reservoir characterization: a geologic-engineering analysis, part 2. – Elsevier, 1996. – 993 p.
24. Denney D. Whole core vs. plugs: integrating log and core data to decrease uncertainty in petrophysical interpretation and oil-in-place calculations // Journal of Petroleum Technology. – 2011. – Vol. 63, iss. 08, SPE № 0811-0058-JPT. – P. 58–60. DOI: 10.2118/0811-0058-JPT
25. Honarpour M.M., Mahmood S.M. Relative permeability measurements: an overview // Journal of Petroleum Technology. – 1998. – Vol. 40, iss. 08. – SPE № 18565-PA. – P. 15–19. DOI: 10.2118/18565-PA
26. McPhee C.A., Arthur K.G. Relative permeability measurements: an inter-laboratory comparison // European Petroleum Conference. – London, 1994. – P. 199–211. DOI: 10.2118/28826-MS
27. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. Вып. 7: Лабораторные исследования полезных ископаемых и горных пород. – М.: ВИЭМС, 1993. – 70 с.
28. Юрьев А.В., Чижов Д.Б. Методические рекомендации по моделированию остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на образцах полноразмерного керна // Вестник САФУ. Естественные науки. – 2015. – № 1. – С. 50–55.

29. Юрьев А.В. Разработка рекомендаций и оборудования по насыщению образцов полноразмерного керна в лабораторных условиях // Вестник ЦКР Роснедра. – 2014. – № 3. – С. 51–54.

30. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 19 с.

31. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 206 с.

32. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

33. Чини Р.Ф. Статистические методы в геологии. – М.: Мир, 1986. – 189 с.

34. Шарапов И.П. Применение математической статистики в геологии. – М.: Недра, 1965. – 260 с.

35. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.

36. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.

37. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.

38. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.

39. Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. Изучение анизотропии сложнопостроенных карбонатных коллекторов лабораторными методами // Актуальная проблема развития нефтегазового комплекса России: сб. тез. докл. VIII Всерос. науч.-техн. конф. – М., 2010. – Ч. 1. – С. 94–95.

40. Гурбатова И.П., Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н. Влияние структуры порового пространства на масштабный эффект при изучении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 74–82.

41. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И.П. Гурбатова, Д.В. Гушков, П.Н. Рехачев, С.В. Мелехин, Н.А. Попов; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми – Пермь: Астер Диджитал, 2017. – 264 с.

42. Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П. Масштабный эффект при лабораторном определении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 4 (75). – С. 32–35.

43. Эпоха полноразмерного керна при лабораторных исследованиях технологий повышения нефтеотдачи пластов / И.С. Путилов, П.Н. Рехачев, И.П. Гурбатова, Н.Н. Барковский, О.И. Якимов, О.А. Морозюк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 155–164. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.6

44. Суходанова С.С. Создание 3D-модели залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами на основе комплексирования гидродинамических, геофизических, сейсмических и промысловых данных (на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения): дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – М., 2016. – 157 с.

45. Advances in core evaluation. Accuracy and precision in reserves estimation // Reviewed Proceedings of the First Society of Core Analysts European Core Analysis Symposium. – London, 1990. – 567 p.

References

1. Gurbatova I.P., Melekhin S.V., Iurev A.V. Osobennosti izucheniia petrofizicheskikh i uprugikh svoistv kerna v slozhnopostroennykh kollektorakh nefiti i gaza pri modelirovanii termobaricheskikh plastovykh uslovii [Research features of petrophysical and elastic core characteristics in oil and gas compound reservoirs under thermobaric in-place conditions simulation]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2010, no.5, pp.67-72.

2. Kostin N.G., Gubaidullin M.G. Vliianie razmerov issleduemykh obraztsov kerna na velichinu koeffitsienta poristosti karbonatnykh i terrigenykh kollektorov [The influence of the sizes of the studied core samples on the value of the porosity coefficient of carbonate and terrigenous reservoirs]. *Geologicheskie opasnosti. Materialy khv vserossiiskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem*, 2009, pp.248-250.

3. Petersile V.I., Rabits E.G., Belov Iu.Ia. Metody i apparatura dlia izucheniia filtratsionno-emkostnykh svoistv porod-kollektorov na obraztsakh bolshogo razmera [Methods and apparatus for studying the reservoir properties of reservoir rocks on large samples]. Moscow, Nedra, 1980, 53 p.

4. Aleksin G.A., Kleshchev A.A., Rossikhin Iu.A. Perspektivy poiskov nefiti i gaza na severe Timano-Pechorskoi provintsii [Prospects for oil and gas exploration in the north of the Timan-Pechora province]. Moscow, VNIIOENG, 1982, 44 p.

5. Gornaia entsiklopediia [Mining Encyclopedia], available at: <http://mining-enc.ru/t/timano-pechorskaya-neftegazonosnaya-provinciya> (accessed: 12 February 2019).
6. Abrams M.A., Apanel A.M., Timoshenko O.M., Kosenkova N.N. Oil families and their potential sources in the northeastern Timan Pechora basin, Russia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1999, vol.83, no.4, pp.553-577.
7. Heafford A. The geology of Palaeozoic hydrocarbons in the eastern European USSR and their relevance to the Barents shelf, in Vorren. *Arctic geology and petroleum potential, Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication*. Amsterdam, Elsevier Science Publishers B.V., 1999, no.2, pp.26-271.
8. Gubaidullin M.G., Belozarov I.P., Iurev A.V. Eksperimentalnye issledovaniia otnositelnykh fazovykh pronitsaemosti i koeffitsienta vytesneniia nefiti vodoi v slozhnopostroennykh kollektorakh [Experimental study of relative phase permeability and factors of oil replacement by water in complicatedly-composed reservoirs]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, no.2, pp.49-52.
9. Dmitriev M.N., Kadet V.V., Kravchenko M.N., Rossokhin S.G. Dvukhfaznaia filtratsiia v transversalno-izotropnoi poristoi srede. Teoriia i eksperiment [Two-phase filtration in a transversely isotropic porous medium. Theory and experiment]. *Izvestiia RAN*, 2004, no.4, pp.92-97.
10. Dmitriev N.M., Kuzmichev A.N., Mikhailov N.N., Maksimov V.M. Eksperimentalnoe izuchenie filtratsionnykh svoistv anizotropnykh kollektorov uglevodorodnogo syria [Experimental study of filtration properties of hydrocarbons anisotropic fields]. *Burenie i nefit*, 2015, no.11, pp.6-9.
11. Zheltov Iu.V., Kudinov V.I., Malofeev G.E. Razrabotka slozhnopostroennykh mestorozhdenii viazkoii nefiti v karbonatnykh kollektorakh [Development of complex viscous oil fields in carbonate reservoirs]. Moscow, *Neft i gaz*, 1997, 387 p.
12. Zainutdinov R.S. Sovershenstvovanie metoda opredeleniia ostatochnoi neftenasyshchennosti plastov po kernu dlia otsenki koeffitsientov vytesneniia nefiti vodoi [Improving the method for determining the residual oil saturation of the strata from the core to assess the coefficients of oil displacement by water]. Ph. D. thesis. Ufa, 1998, 162 p.
13. Zubkov M.Iu., Mikulina O.I., Pushin A.V. Rezultaty issledovaniia otnositelnykh fazovykh pronitsaemosti raznovozrastnykh produktivnykh otlozhenii Krasnoleninskogo mestorozhdeniia [The results of studies of the relative phase permeabilities of different age productive deposits of the Krasnoleninsky field]. *Vestnik nedropolzovaniia Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga*, 2012, no.25, pp.42-52.
14. Masket M. Techenie odnorodnykh zhidkostei v poristoi srede [The flow of homogeneous liquids in a porous medium]. Moscow, *Izdatelstvo NITS reguliarnaia i khaoticheskaia dinamika*, 2004, 629 p.
15. Mikhailov N.N., Dzhemsiuk A.V., Kolchitskaia T.N., Semenova N.A. Izuchenie ostatochnogo neftenasyshcheniia razrabatyvaemykh plastov [The study of residual oil saturation of the developed formations]. Moscow, VNIIOENG, 1990, 59 p.
16. Tulbovich B.I. Metody izucheniia prod-kollektorov nefiti i gaza [Methods for the study of reservoir rocks of oil and gas]. Moscow, Nedra, 1979, 301 p.
17. Khairedinov N.Sh., Gubaidullin A.A., Iudinsev E.A., Blinov S.A. Nekotorye rezultaty otsenki vliianiia sposobov ekstraktsii neftenasyshchennykh karbonatnykh porod na ikh kollektorskie svoistva [Some results of evaluating the influence of methods for the extraction of oil-saturated carbonate rocks on their reservoir properties]. *Trudy TatNIPIneft*. Bugulma, 1987, no.60, pp.103-109.
18. Shvanov V.N., Frolov V.T., Sergeeva E.I. Sistematika i klassifikatsiia osadochnykh porod i ikh analogov [Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues]. Saint Petersburg, Nedra, 1998, 521 p.
19. Herrera R.G., Fernando S.V., Hernandez F.P. On the petrophysics of carbonate reservoirs through whole core analysis. *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*. Veracruz, 1994. DOI: 10.2118/28675-MS
20. Jodry R.L., Cinilingarian G.V., Mazzuiloand S.J., Rieke H.H. Pore geometry of carbonate rocks and capillary pressure curves. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis, part I*. Elsevier, Amsterdam, 1992, 670 p.
21. Samaniego V.F., Chilingarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Fluid flow through carbonate rock systems. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis, part I*. New York, Elsevier, 1992, pp.439-503. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70133-5
22. Skopec R.A. Proper coring and wellsite core handling procedures: the first step toward

reliable core analysis. *Journal of Petroleum Technology*, 1994, vol.46, iss.04, 280 p. DOI: 10.2118/28153-PA

23. Chilingarin G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Carbonate reservoir characterization: a geologic – engineerin analysis, part 2. Elsevier, 1996, 993 p.

24. Denney D. Whole core vs. plugs: integrating log and core data to decrease uncertainty in petrophysical interpretation and oil-in-place Calculations. *Journal of Petroleum Technology*, 2011, vol.63, iss.08, SPE no.0811-0058-JPT, pp.58-60. DOI: 10.2118/0811-0058-JPT

25. Honarpour M.M., Mahmood S.M. Relative permeability measurements: an overview. *Journal of Petroleum Technology*, 1998, vol.40, iss.08, SPE no.18565-PA, pp.15-19. DOI: 10.2118/18565-PA

26. McPhee C.A., Arthur K.G. Relative Permeability Measurements: An Inter-Laboratory Comparison. *European Petroleum Conference*. London, 1994, pp.199-211. DOI: 10.2118/28826-MS

27. Sbornik smetnykh norm na geologo-razvedochnye raboty. Iss. 7. Laboratornye issledovaniia poleznykh iskopaemykh i gornykh porod [Collection of estimated standards for exploration. Issue 7 Laboratory studies of minerals and rocks]. Moscow, VIEMS, 1993, 70 p.

28. Iurev A.V., Chizhov D.B. Metodicheskie rekomendatsii po modelirovaniu ostatochnoi vodonasyschennosti v laboratornykh usloviakh na obraztsakh polnorazmernogo kerna [Guidelines for modeling residual water saturation in laboratory conditions on full-size core samples]. *Vestnik SAFU. Estestvennye nauki*, 2015, no.1, pp.50-55.

29. Iurev A.V. Razrabotka rekomendatsii i oborudovaniia po nasyscheniiu obraztsov polnorazmernogo kerna v laboratornykh usloviakh [Development of recommendations and equipment for saturation of full-size core samples in laboratory conditions]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2014, no.3, pp.51-54.

30. OST 39-195-86 Neft. Metod opredeleniia koeffitsienta vytesneniia nefti vodoi v laboratornykh usloviakh [Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions]. Moscow, Minnefprom, 1986, 19 p.

31. Dementev L.F. Statisticheskie metody obrabotki i analiza promyslovo-geologicheskikh dannykh [Statistical methods for processing and analyzing field geological data]. Moscow, Nedra, 1966, 206 p.

32. Mirzadzhanzade A.Kh., Stepanova G.S. Matematicheskaia teoriia eksperimenta v dobyche nefti i gaza [The mathematical theory of an experiment in oil and gas production]. Moscow, Nedra, 1977, 228 p.

33. Chini R.F. Statisticheskie metody v geologii [Statistical methods in geology]. Moscow, Mir, 1986, 189 p.

34. Sharapov I.P. Primenenie matematicheskoi statistiki v geologii [The use of mathematical statistics in geology]. Moscow, Nedra, 1965, 260 p.

35. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York, London, Sydney, Toronto, 1977, 606 p.

36. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. New York, John Wiley & Sons, 1982, 504 p.

37. Watson G.S. Statistic on spheres. New York, John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.

38. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.

39. Gurbatova I.P., Mikhailov N.N. Izuchenie anizotropii slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov laboratornymi metodami [Laboratory study of anisotropy of complex carbonate reservoirs]. *Aktualnaia problema razvitiia neftegazovogo kompleksa Rossii. Sbornik tezisov dokladov VIII Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*. Moscow, 2010, part 1, pp.94-95.

40. Gurbatova I.P., Kuzmin V.A., Mikhailov N.N. Vliianie struktury porovogo prostranstva na masshtabnyi effekt pri izuchenii filtratsionno-emkostnykh svoistv slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [The influence of the structure of the pore space on the scale effect in the study of filtration-capacitive properties of complex carbonate reservoirs]. *Oil and Gas Geology*, 2011, no.2, pp.74-82.

41. Gurbatova I.P., Gushkov D.V., Rekhachev P.N., Melekhin S.V., Popov N.A. Osobennosti izucheniia karbonatnykh porod-kollektorov laboratornymi metodami [Features of the study of carbonate reservoir rocks by laboratory methods]. Filial OOO «LUKOIL-inzhiniring» «PermNIPIneft» v g. Permi. Perm, Aster Didzhital, 2017, 264 p.

42. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P. Masshtabnyi effekt pri laboratornom opredelenii filtratsionno-emkostnykh svoistv slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [The large-scale effect in the laboratory determination of the filtration properties of complex carbonate reservoirs]. *Tekhnologii nefti i gaza*, 2011, no.4 (75), pp.32-35.

43. Putilov I.S., Rekhachev P.N., Gurbatova I.P., Barkovskii N.N., Iakimov O.I., Moroziuk O.A. Full-size core eposh at laboratory research of EOR technologies. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, vol.15, no.19, pp.155-164. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.6

44. Sukhodanova S.S. Sozdanie 3D modeli zalezhi s karbonatnymi treshchinovatyimi kollektorami na osnove kompleksirovaniia gidrodynamichekikh, geofizicheskikh, seismicheskikh i promyslovyykh dannykh (na primere nizhnepermiskikh

otlozhenii Varandeiskogo mestorozhdeniia) [Creation of a 3D model of a reservoir with carbonate fractured reservoirs based on a combination of hydrodynamic, geophysical, seismic and field data (for example, the Lower Permian deposits of the Varandey field)]. Ph. D. thesis. Moscow, 2016, 157 p.

45. Advances in core evaluation. Accuracy and precision in reserves estimation. *Reviewed Proceedings of the First Society of Core Analysts European Core Analysis Symposium*. London, 1990. 567 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Повышение достоверности результатов физико-гидродинамических исследований / И.С. Путилов, И.П. Гурбатова, Н.А. Попов, Д.Б. Чижов, А.В. Юрьев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №3. – С.216–227. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.2

Please cite this article in English as:

Putilov I.S., Gurbatova I.P., Popov N.A., Chizhov D.B., Yuriev A.V. Increasing the reliability of results of physical and hydrodynamic tests. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.3, pp.216-227. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.2