

***С.Ф. ПОВЕРЕННИЙ, И.М. ФЫК, Е.П. ВАРАВИНА, Е.А. ЯЦКЕВИЧ***

### **МЕТОД ПОЛУПРОНИЦАЕМОЙ МЕМБРАНЫ В РЕЖИМЕ «ДРЕНИРОВАНИЕ–ПРОПИТКА» ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

В комплексе петрофизических методов исследования горных пород-коллекторов довольно широко используется метод полупроницаемой мембраны, с помощью которого в основном определяются остаточная водонасыщенность и структура порового пространства в ходе моделирования процесса вытеснения пластовой воды газом при образовании залежей. При этом мембрана работает в режиме дренирования. Для решения вопросов, возникающих в ходе разработки нефтяных и газовых месторождений, представляет интерес и обратный процесс – моделирование обратного заводнения порового пространства при снижении давления газа в залежи или в ходе принудительного заводнения залежей, или при изучении процессов избирательного обводнения скважин. При этом мембрана первую часть опыта должна работать в режиме дренирования, создавая остаточную водонасыщенность, а вторую часть опыта должна работать в режиме пропитки. Режим дренирования достаточно подробно освещён в литературе, материалов по обратной пропитке практически нет. Проведенная работа имела целью разработку метода полупроницаемой мембраны для режима «дренирование – пропитка» до степени практического использования, включая проведение небольшого числа тестовых исследований. Разработанная методика будет детально изложена в соответствующем методическом руководстве, здесь рассматриваются в основном её проблемные моменты. Дальнейшее применение разработанной методики будет нацелено уже на решение конкретных задач, возникающих в процессе разработки залежей углеводородов. В числе первоочередных объектов изучения намечаются процессы вытеснения газа нефтью из нефтяных оторочек, вытеснения нефти водой, вытеснения нефтегазовой смеси при сайклинг-процессе.

**Ключевые слова:** лабораторная петрофизика; исследования керна; капилляриметр; полупроницаемая мембрана; моделирование заводнения; дренирование образца; пропитка образца.

***С.Ф. ПОВЕРЕННИЙ, І.М. ФИК, О.П. ВАРАВИНА, О.О. ЯЦКЕВИЧ***

### **МЕТОД НАПІВПРОНИКНОЇ МЕМБРАНИ В РЕЖИМІ «ДРЕНУВАННЯ–ПРОСОЧЕННЯ» ПРИ ДОСЛІДЖЕННІ НАФТОГАЗОВИХ КОЛЕКТОРІВ**

У комплексі петрофізичних методів дослідження гірських порід-колекторів досить широко використовується метод напівпроникної мембрани, за допомогою якого в основному визначаються залишкова водонасиченість і структура порового простору в ході моделювання процесу витіснення пластової води газом при утворенні покладів. При цьому мембрана працює в режимі дронування. Для вирішення питань, що виникають під час розробки нафтових і газових родовищ, становить інтерес і зворотний процес - моделювання зворотного заводнення порового простору при зниженні тиску газу в покладі, або в ході примусового заводнення покладів, або при вивченні процесів виборчого обводнення свердловин. При цьому мембрана першу частину досліду повинна працювати в режимі дронування, створюючи залишкову водонасиченість, а другу частину досліду повинна працювати в режимі просочення. Режим дронування досить детально висвітлений в літературі, матеріалів по зворотному просоченню практично немає. Проведена робота мала на меті розробку методу напівпроникної мембрани для режиму "дронування - просочення" до міри практичного використання, включаючи проведення невеликого числа тестових досліджень. Розроблена методика буде детально викладена у відповідному методичному керівництві, тут розглядаються в основному її проблемні моменти. Подальше застосування розробленої методики буде націлене вже на вирішення конкретних завдань, що виникають в процесі розробки покладів вуглеводнів. Серед першочергових об'єктів вивчення намічаються процеси витіснення газу нафтою з нафтових об'ємків, витіснення нафти водою, витіснення нафтогазової суміші при сайклинг-процесі.

**Ключові слова:** лабораторна петрофізика; дослідження керна; капіляриметр; напівпроникна мембрана; моделювання заводнення; дронування зразка; просочення зразка.

***S.F. POVERENNYI, I.M.FYK, O.P.VARAVINA, O.O. YATSKEVYCH***

### **SEMI-PERMEABLE MEMBRANE METHOD IN DRAINING-IMPREGNATION MODE IN THE INVESTIGATION OF OIL AND GAS COLLECTORS**

In the complex of petrophysical methods for studying reservoir rocks, the semi-permeable membrane method whereby the residual water saturation and the structure of the pore space are mainly determined during the modeling of the process of produced water displacement by gas during the deposit formation, is quite widely used. In this case, the membrane operates in drainage mode. To address issues that arise during the oil and gas fields development, the reverse process is also of interest - modeling the reverse water flooding of the pore space when the gas pressure in the deposits decreases or during forced water flooding of the deposits, or when studying the processes of selective water flooding of wells. In this case,

© А.Б. Григоров, К.В. Шевченко, І.В. Сінкевич, 2020

the membrane should work in the drainage mode for the first part of the experiment, creating residual water saturation, and it should work in the impregnation mode for the second part of the experiment. The drainage mode is described in sufficient detail in the literature, there are practically no materials on reverse impregnation. The carried out work was aimed at developing a semi-permeable membrane method for the drainage-impregnation regime to the extent of practical use, including carrying out a small number of test studies. The developed methodology will be explained in complete detail in the corresponding methodological manual, mainly its problematic aspects are considered here. Further application of the developed methodology will be aimed at solving specific problems arising in the process of hydrocarbon deposits development. Among the priority objects of study are the processes of gas displacement by oil from oil banks, oil displacement by water, oil and gas mixture displacement during the cycling process.

**Keywords:** laboratory petrophysics, core studying, capillarity, semi-permeable membrane, modeling the water flooding, sample drainage, sample impregnation.

**Введение.** В процессе поисков и разведки залежей углеводородов широко применяются петрофизические методы исследования горных пород, к которым относится и метод полупроницаемой мембраны (капилляриметр), с помощью которого определяются остаточная водонасыщенность, структура порового пространства, эффективная проницаемость. Во всех этих случаях полупроницаемая мембрана работает в режиме дренирования, то есть насыщающая образец породы-коллектора модель пластовой воды вытесняется несмачивающей фазой – воздухом. Для исследования многих процессов, протекающих в разрабатываемых месторождениях углеводородов, например изучения поднятия капиллярных вод при снижении пластового давления разрабатываемой залежи, желательно иметь возможность использовать этот метод в режиме пропитки, то есть, достигнув остаточной водонасыщенности, снижать давление вытеснения, наблюдая за повышением водонасыщенности и моделируя, таким образом, пластовые процессы. Если работе в режиме дренирования посвящена довольно значительная литература как практического [1,2,3,4], так и теоретического [5,6,7] характера, то работа в режиме пропитки освещена намного скромнее [8,9]. В доступной нам литературе не удалось найти сколько-нибудь конкретных методических рекомендаций, следуя которым можно было бы поставить интересующие нас исследования.

**Целью настоящей работы** является предварительная разработка метода полупроницаемой мембраны для использования в режиме «дренирование – пропитка» с прицелом на моделирование процессов, протекающих в месторождениях углеводородов на стадии разработки (вытеснение газа нефтью, нефти водой, нефтегазовой смеси газом) и тестовые испытания этой методики.

**Методика исследования.** При разработке методики и проведении тестовых опытов использованы образцы песчаников Бельского и Березовского месторождений, Молодовской и Малороганской площадей, отобранные из отложений араукаритовой свиты верхнего карбона, башкирского яруса среднего карбона и серпуховского яруса нижнего карбона ( $C_3^3$ ,  $C_2b$

и  $C_1S_2$ ) в интервале глубин от 1070 до 4577 м. Крупность зерна – от мелко- до крупно-грубозернистого, карбонатность – от 0,4 до 30,1%, открытая пористость – от 13,0 до 27,3%, газопроницаемость – от 12 до 5297 мД. Всего 17 образцов, которые представляют коллектора от I до IV класса включительно.

Методика исследования в режиме дренирования достаточно полно описана в литературе [1,2,3,4] и останавливаться на ней не имеет смысла. Дренирование составляет первую часть опыта и заканчивается достижением остаточной водонасыщенности и построением кривой снижения водонасыщенности. Вторая часть опыта связана с построением кривой пропитки образца. Достигнув постоянного значения остаточной водонасыщенности, начинаем постепенно снижать давление в стакане кернодержателя ступенями, соответствующими тем, которые имели место при построении кривой дренирования. Выдержка на каждой ступени принималась равной той, которая имела место на этой ступени при дренировании. При снижении давления водонасыщенность образца постепенно растёт, но не возвращается к начальной насыщенности, образуя петлю гистерезиса. В результате проведения обоих частей опыта мы получаем комплекс кривых изображённых на рис. 1. Легенды к рисункам приведены в подрисуночных надписях. Детально методика будет описана в соответствующем методическом руководстве, здесь рассматриваются, в основном, проблемные моменты данной её модификации.

**Обсуждение проблемных моментов методики.** На рис. 1 мы наблюдаем образование петли гистерезиса и невозврат конечной водонасыщенности в состоянии 100% насыщения, причём невозврат равен в данном случае 25,7%, т.е. 26% порового пространства осталось заполненным несмачивающей фазой – в данном случае воздухом.

Возможны как минимум три **причины невозврата водонасыщенности к начальным значениям**: большее время пропитки сравнительно со временем вытеснения, «гофрировка» пор, сорбция воздуха на гидрофобных центрах, свободных от плёнки связанной воды.

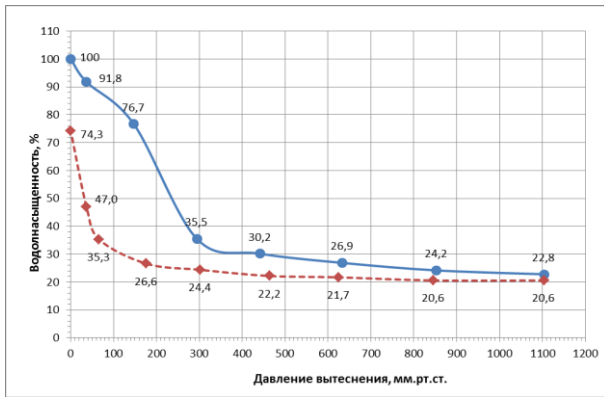


Рисунок 1 – График дренирования (сплошная кривая) и график насыщения (пунктирная кривая) образца № 28193 Бельского месторождения, отобранного из обложений араукаритовой свиты в интервале глубин 2324-2331 м

Первая причина чисто методического характера, при пропитке время каждой ступени принималось равным времени вытеснения на той же ступени. Опыт показывает, что время пропитки больше времени вытеснения. Для проверки этого предположения в конце опыта образцы были перенесены из стаканов капилляриметра в чашку Петри и установлены на поверхности лежащей там водонасыщенной мембраны для дальнейшего свободного насыщения. Чашка Петри вместе с образцами была помещена в герметично закрытый эксикатор, на дне которого находилась вода, испарение которой обеспечивало 100% влажность. Условия донасыщения при атмосферном давлении абсолютно одинаковы, но высвобождается основной прибор.

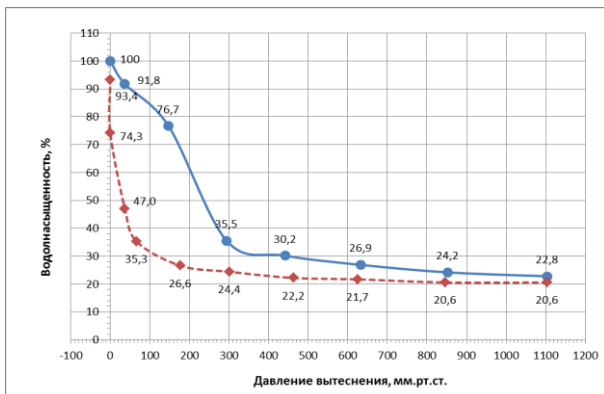


Рисунок 2 – Кривые дренирования и пропитки образца № 28193 с учётом свободного донасыщения водой

Как видно из рис. 2, водонасыщенность образцов значительно повысилась, хотя и не вернулась полностью к начальному значению. Невозврат в данном случае составил 6,6%, т.е. уменьшился в 4 раза. Таким образом, методическая роль интервального времени пропитки подтвердилась.

Для оценки продолжительности донасыщения строим график рис. 3. Для данного образца время пропитки в приборе – 27 суток, время свободного донасыщения – 48 суток. Добавив время дренирования – 27 суток, тогда полное время опыта составит 102 дня, т.е. почти 3,5 месяца. Поскольку стабилизация неполная, воспользуемся распространённым приёмом и, проведя касательную к графику, по абсциссе точки расхождения касательной и самого графика, оценим минимальное время донасыщения в 22 дня. Тогда плановая продолжительность опыта составит 76 дней, т.е. 2,5 месяца, из них пропитка – 49 дней. Приведенные цифры показывают, что данные опыты никак нельзя отнести к массовым исследованиям.

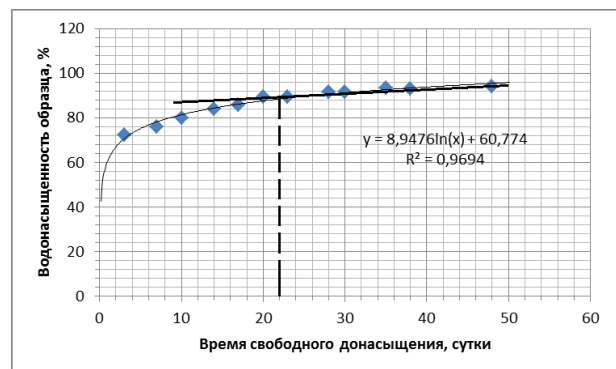


Рисунок 3 – Динамика процесса свободной пропитки, завершающей опыт

Необходимо учитывать, что большая продолжительность опыта неминуемо влияет на его точность и воспроизводимость, так как суммируются все колебания температуры, давления, поверхностного натяжения, вязкости и других параметров. После относительной стабилизации образец имеет структуру насыщения, показанную на рис.4.

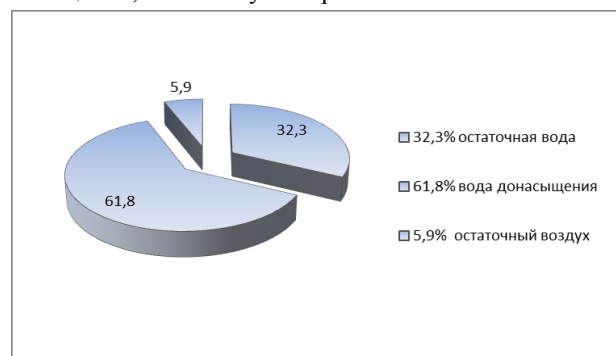


Рисунок 4 – Структура насыщения породы с остаточной водой, донасыщенной той же моделью воды

Итак, первая причина невозврата в точку со 100% водонасыщенностью может быть компенсирована увеличением интервального времени пропитки

практически вдвое. Вполне вероятно, что увеличение времени должно быть дифференцировано в зависимости от интервального диаметра пор.

*Вторая возможная причина* – «гофрировка» пор, пол которой понимается наличие в образцах пор переменного сечения. Практическая порометрия обычно использует модель идеального порового пространства, представляющего собой связку прямолинейных капилляров различных, но постоянных по длине сечений. В капиллярах переменного сечения по длине меняется не только радиус, но и кривизна поверхности раздела фаз (мениска), а значит, и капиллярное давление. В сужениях пор радиус кривизны меньше и капиллярное давление больше, то есть при дренировании для того, чтобы пройти сужение, нужно увеличить давление вытеснения. При пропитке, если с водой контактирует сужение поры, проявляется максимальная всасывающая сила, образец энергично поглощает воду в тонкие поры. Но когда мениск войдёт в расширение поры, радиус кривизны мениска вырастет, всасывающая сила упадёт, и, по достижению какой-то определённой высоты, капиллярное давление будет гидростатически уравновешено столбом жидкости и движение мениска прекратится. Расширения поры останутся незаполненными водой. Вопрос о порах переменного сечения поднимался ещё в классической работе [10,13] и затронут в более поздней работе [11].

*Третьей причиной* является сорбция воздуха на гидрофобных центрах, свободных от плёнки связанной воды. При дренировании насыщенного водой (смачивающей фазой) образца, на стенках порового пространства остаётся плёнка остаточной воды, на первый взгляд исключая адсорбцию воздуха. Однако поверхность порового пространства даже гидрофильных пород редко бывает полностью гидрофильной, отдельные участки гидрофобны. Согласно модели гроздевидной адсорбции [12], адсорбция происходит только на гидрофильных участках, то есть первые молекулы сплошного монослоя не образуют. При адсорбции следующих молекул воды, возникают полимолекулярные слои гроздевидной структуры, причём утолщение и расширение этих гроздьев может происходить до тех пор, пока смыканием соседних не образуется сплошная плёнка, под которой гидрофобные участки останутся не смоченными водой. Представляется возможным, что остаточная вода, образующаяся в ходе дренирования образца, не образует сплошной плёнки на поверхности порового пространства и в «окнах» этой плёнки возможна сорбция молекул воздуха, затрудняющих обратную пропитку образца водой.

В ходе наших опытов получен *сравнительно небольшой остаточный объём* (№ 28193 – 6,6%) и может быть задан вопрос, почему он так мал, если реальные поровые каналы гидродинамически представляют собой сплошные диффузоры, конфузоры и колена. Ответ заключается в том, что в реальном поровом пространстве любое сужение и расширение канала компенсировано многочисленными анастомозами, байпасными линиями, по которым можно обойти возникающее препятствие и только небольшая часть этих препятствий выражается в виде невозврата к 100%-ной водонасыщенности.

Чтобы оценить *возможность моделирования процесса донасыщения дренированного образца углеводородными жидкостями* был использован образец № 28167 Бельского месторождения. На рис. 5 приведена кривая набора веса образца со временем, которая показывает, что стабилизация веса образца происходит где-то на 40-й день, то есть несколько быстрее, чем при донасыщении водой и выражена более уверенно.

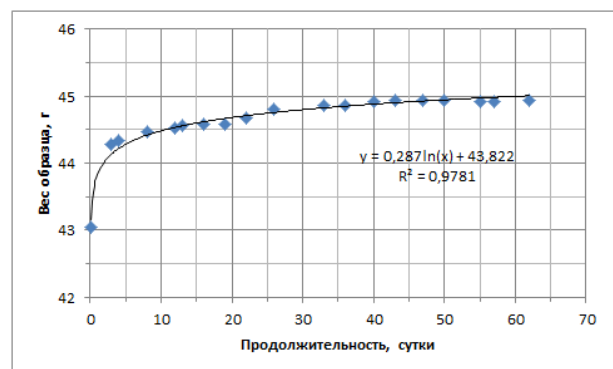


Рисунок 5 – Динамика процесса донасыщения керосином образца № 28167 Бельского месторождения

Проведенный опыт показал, что процесс донасыщения керосином образца с остаточной водонасыщенностью идёт в начале быстро, затем постепенно затухает. После достижения стабильного состояния образец имеет структуру насыщения, показанную на рис. 6. Насыщение более полное, остаточный воздух занимает меньший объём, чем при донасыщении водой.

Просмотр результатов по другим образцам приводит к выводу что, во-первых, значение остаточного воздуха, определённое без свободного донасыщения, завышено почти в 5 раз, и, во-вторых, что не удаётся установить какую-либо значимую связь между содержанием остаточного воздуха и каким-то другим параметром, характеризующим коллектор ( $K_p$ ,  $K_{пр}$ ,  $M_d$ ,  $K_{ов}$  и пр. Несмотря на значительные различия в

значениях перечисленных параметров, остаточный воздух (с донасыщением) колеблется в пределах 5,3-6,6 %. Исключение составляет образец №27779, где содержание остаточного воздуха составляет 11,6 %. Последнее имеет объяснение, приведенное ниже.

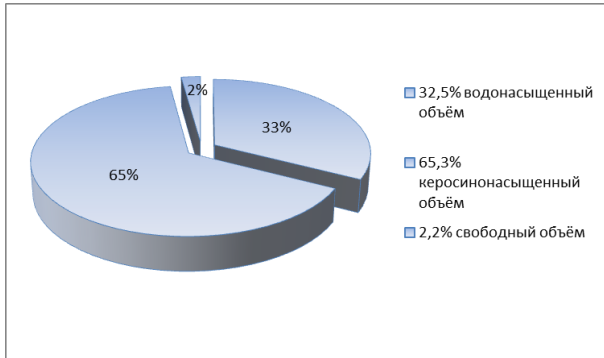


Рисунок 6 – Структура насыщения породы с остаточной водой, донасыщенной керосином

В ходе опытов было отмечено *влияние на пропитку смачиваемости* поверхности порового пространства. Если образцы Бельского, Молодовского месторождений и Малороганской площади преимущественно смачиваются водой, то образцы Березовского месторождения выборочно гидрофобны. Различие в смачиваемости сразу сказывается на характере пропитки и величине остаточного воздуха. К сожалению, авторы не располагают численными характеристиками смачиваемости и вынуждены судить по макропризнакам, показывающим повышенную гидрофобность образца № 27779 Березовского месторождения. График, характеризующий этот образец, приведен на рис. 7.

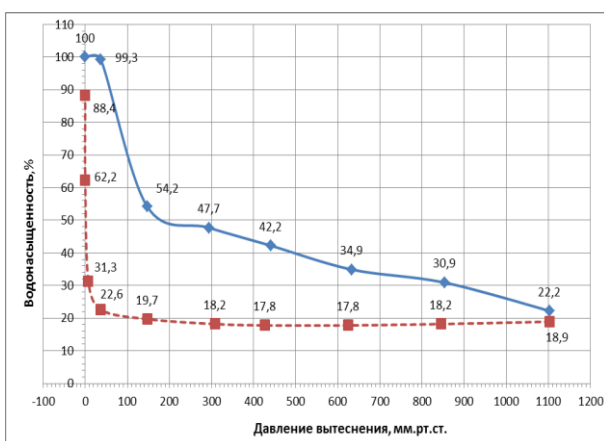


Рисунок 7 – График дренирования (сплошная кривая) и график насыщения (пунктирная кривая) образца № 27779 Березовского месторождения, отобранного из отложений горизонта С-5 (С1s2) в интервале 4570-4577 м

Видно, что при понижении давления до 400 мм. рт. ст. впитывания не происходит (небольшая потеря веса объясняется испарением воды при взвешивании), в интервале давлений 400-40 мм. рт. ст. водонасыщенность практически равна остаточной, и только при понижении давления до 40 мм. рт. ст. начинается резкий рост водонасыщенности. Основное отличие в более позднем и более резком начале впитывания, которое происходит при очень низких давлениях вытеснения, и в большем содержании остаточного воздуха.

**Заключение.** Основным результатом работы является разработанная методика использования полупроницаемой мембраны в режиме «дренирование – пропитка», пригодная для практического применения, что подтверждают выполненные по ней тестовые исследования, позволяющие оценить все характеристики процесса и – в частности – необходимое для этих исследований время. Других целей на данном этапе и не ставилось, для каких-либо статистических выводов количество тестовых определений слишком мало. Дальнейшее применение методики планируется для исследования конкретных процессов разработки месторождений углеводородов, таких как вытеснение газа нефтью из нефтяных оторочек, вытеснение нефти водой, вытеснение нефтегазовой смеси при сайклинг-процессе.

#### Список литературы

1. Топоров В.Г., Поверенный С.Ф., Варавина Е.П., Яцкевич Е.А. Лабораторный и расчётный практикум. Технология добычи нефти и газа. Харьков: НТУ «ХПИ», 2018. 184 с.
2. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами, ВНИГНИ, М., 1978 г. 376 с.
3. Ратников И.Б., Шульга Р.С., Романов Е.А. Интерпретация данных капиллярных исследований. Горные науки и технологии, №4, 2016, С. 24-37.
4. Ханин А.А. Породы коллекторы нефти и газа и их изучение. М: Недра, 1969, 368 с.
5. Кусаков М.М., Некрасов Д.Н. Подъём жидкости в капиллярах переменного сечения и капиллярный гистерезис. ДАН СССР, 1958, т. 119, №1.
6. Некрасов Д.Н., Кусаков М.М. Капиллярный подъём жидкости в пористых средах и капиллярный гистерезис. ДАН СССР, 1960, т. 133, №6.
7. Чизмаджев Ю.А., Маркин М.Р., Тарасевич М.Р., Чирков Ю.Г. Макрокинетика процессов в пористых средах. Наука, 1971, 364 с.
8. Фик І. М. Ресурсні передумови підвищення газоконденсатівдачі родовищ України // Нафтова і газова промисловість. - 1998. - №2. - С. 30-31.
9. Фык И.М. Влияние параметров пористой среды на остаточную газонасыщенность. Газовая промышленность. 1981. № 1. С. 18-19.
10. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Д. Физика нефтяного пласта. Перевод с англ. М.: Гостоптехиздат, 1962, 572 с.

11. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л: Недра, 1985. 240 с.
  12. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдо-насичення порід-колекторів. Монографія. К: УкрДГРІ, 2010, 224 с.
  13. Довідник з нафтогазової справи / За заг. Ред. д-рів техн.. наук В.С. Бойка, Р.М. Конрата, А.С. Яремійчука. – Львів: ІФДТУНГ, 1996. – 620 с.
- References (transliterated)**
1. Toporov V.G., Poverennyi S.F., Varavina E.P., Yatskevych E.A. *Laboratory i raschyotnyj praktikum. Tekhnologiya dobychi neftiigaza*. [Laboratory and calculation workshop]. Xarkov: NTU «XPI», 2018. 184 s.
  2. *Metodicheskie rekomendacii po issledovaniyu porod-kollektorov neftiigaza fizicheskim i petrograficheskimi metodami*, [Guidelines for the study of oil and gas reservoir rocks by physical and petrographic methods ].VNIGNI, M.,1978 g. 376 s.
  3. Ratnikov I.B., Shulga R.S., Romanov E.A. Interpretaciya dannyh kapillyarnyx issledovaniy. *Gornye nauki i tekhnologii*, [Interpretation of capillary research data].№4, 2016, S. 24-37.
  4. Xanin A.A. *Porody kollektor y neftiigazai ix izuchenie*. [Rocks reservoirs of oil and gas and their study].M: Nedra, 1969, 368 s.
  5. Kusakov M.M., Nekrasov D.N. Podyom zhidkosti v kapillyarax peremennog osecheniya I kapillyarnyj gisterezis. [Liquid rise in capillaries of variable cross-section and capillary hysteresis]. *DAN SSSR*, 1958, t. 119, №1.
  6. Nekrasov D.N., Kusakov M.M. Kapillyarnyj podyom zhidkosti v poristyx sredax I kapillyarnyj gisterezis. [Capillary rise of liquid in porous media and capillary hysteresis].*DAN SSSR*, 1960, t. 133, №6.
  7. ChizmadzhevYu.A., Markin M.R., Tarasevich M.R., ChirkovYu.G. *Makrokinetikaprocessov v poristyxsredax*. [Macrokinetics of processes in porous media].Nauka, 1971, 364 s.
  8. Fik Г. М. Resursni`peredumovi pi`dvishhennya gazokondensatovi`ddachi`rodovishh Ukraini // *Naftova i`gazova promislovi`st`*. - 1998. - № 2. - S. 30-31.
  9. Fyk I.M. Vliyanie parametrov poristojsredy` na ostatochnuyu gazonasyshennost. [The influence of the parameters of the porous medium at residual saturation]. *Gazovayapromyshlennost*. 1981. № 1. S. 18-19.
  10. AmiksDzh., Bass D., Uajting D. *Fizika neftyanogo plasta*. [Physics of oil reservoir]. Perevod s angl. M.: Gostoptexizdat, 1962, 572 s.
  11. Romm E.S. *Strukturnye modeli porovog oprostranstva gornyx porod*. [Structural models of pore space of rocks]. L: Nedra, 1985. 240 s.
  12. Nesterenko M.Yu. *Petrofizichni osnovi obgruntuvanny a flyuidonasichennya porid-kolektoriv*. [Petrophysical bases of substantiation of fluid saturation of reservoir rocks]. Monografiya. K: UkrDGRI, 2010, 224 s.
  13. Dovi`dnik z naftogazovoyi spravi / Za zag. Red.. d-ri`v tekhn.. nauk V.S. Bojka, R.M. Konrata, A.S. Yaremi`chuka. – L`viv` : ГФДТУНГ, 1996. – 620 с.

*Надійшла (received) 24.09.2020*

#### **Відомості про авторів / Сведения об авторах/About the Authors**

**Поверєнний Сергій Федорович (Поверенный Сергей Фёдорович, Poverennyi Sergei Fedorovich)** – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», інженер кафедри видобування нафти, газу та газового конденсату, м. Харків, Україна, (057)707-65-15; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7836-6278>; e-mail: sergey-poverennyi@ukr.net.

**Фик Ілля Михайлович (Фык Илья Михайлович, Fyk Illia Mykhaylovych)** – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», д.т.н., професор, завідувач кафедри видобування нафти, газу та газового конденсату, м. Харків, Україна, (057)707-65-15; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7453-5636>; e-mail: mfyk@yandex.ua.

**Варавіна Олена Павлівна (Варавина Елена Павловна, Varavina Olena Pavlovna)** – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри видобування нафти, газу та газового конденсату, м. Харків, Україна, (057)707-65-15; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6715-5651>; e-mail: evaravina73@gmail.com.

**Яцкевич Олена Олександрівна (Яцкевич Елена Александровна, Yatskevych Olena Olexandrivna)** – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», ст. викладач кафедри видобування нафти, газу та газового конденсату, м. Харків, Україна, (057)707-65-15; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4310-2800>; e-mail: yatskevich47@gmail.com.