

## СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ МЕХАНИКИ И ФИЗИКИ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

Оригинальная статья

УДК 553.98

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art3>

# Определение коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи с применением нового методического подхода при исследовании образцов керна

А.И. Неволин<sup>1,2</sup>✉, И.С. Путилов<sup>2,3</sup>

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Когалым, Россия

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

3 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

**Аннотация.** Актуальность. Значительное влияние на результаты определения коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи оказывает предрасположенность породы к смачиванию водой (гидрофильность) или нефтью (гидрофобность). Карбонатные породы-коллекторы в большинстве случаев характеризуются сложным типом смачиваемости: гетерогенная (избирательная), смешанная или нейтральная смачиваемость. В совокупности поверхностные свойства таких пород можно определить термином «негидрофильная смачиваемость». Изучение пород с негидрофильной смачиваемостью стандартными методами исследований керна может приводить к последующим ошибкам в подсчете запасов нефти объемным методом. Цель работы. Исключить риски возникновения подобных ошибок с помощью настройки стандартных методов исследований, в частности метода центрифугирования, на результаты экспериментов в пластовых условиях. Материалы и методы. Капиллярометрический метод (метод полупроницаемой мембранны), метод центрифугирования, «старение» керна. Результаты. Приведены результаты исследований керна, необходимые для расчета коэффициента нефтенасыщенности для негидрофильных коллекторов с использованием данных удельного электрического сопротивления пласта по методике Дахнова–Арчи. Предложен методический подход по настройке метода центрифугирования на пластовые условия. Выводы. Используемый методический подход позволяет увеличить объем статистических данных и рассчитать адекватное значение коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи для негидрофильных коллекторов.

**Ключевые слова:** коэффициент нефтенасыщенности, метод центрифугирования, смачиваемость, керн

**Финансирование:** финансирование отсутствовало.

**Для цитирования:** Неволин А.И., Путилов И.С. Определение коэффициента нефтенасыщенности по Дахнову–Арчи с применением нового методического подхода при исследовании образцов керна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 37–47. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art3>

✉ Неволин Антон Игоревич, e-mail: Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

© Неволин А.И., Путилов И.С., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

Одним из подсчетных параметров, необходимых для целей подсчета запасов нефти объемным методом, является коэффициент нефтенасыщенности ( $K_n$ ), который рассчитывается по следующей формуле:

$$K_n = 1 - K_{vo}, \quad (1)$$

где  $K_{vo}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности, д. ед.

В большинстве случаев  $K_{vo}$  определяется по методике Дахнова–Арчи, применение которой предполагает использование результатов исследований керна для построения петрофизических зависимостей параметра насыщенности ( $R_n$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) и параметра пористости ( $R_p$ ) от коэффициента пористости ( $K_p$ ), а также результатов определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта методами геофизических исследований скважин (ГИС). Построение зависимостей  $R_n$ – $K_v$  осуществляется с выводом степенного уравнения вида:

$$R_n = a / K_v^n, \quad (2)$$

где  $a$  – постоянная и, как правило, равна 1;  $R_n$  – параметр насыщенности, равный отношению УЭС образцов керна при заданной водонасыщенности к УЭС полностью водонасыщенного образца;  $n$  – экспонента смачиваемости.

Значение экспоненты  $n$  зависит от предрасположенности породы к смачиванию водой или нефтью. Для неглинистых гидрофильных и слабогидрофобных коллекторов показатель  $n$  близок к 2, для

неглинистых гидрофобных коллекторов значение  $n > 2$  и может достигать 5<sup>1</sup>.

Наиболее распространенными стандартными лабораторными методами, на основании результатов которых производится построение зависимостей  $R_n$ – $K_v$ , являются капилляриметрический метод и метод центрифугирования, согласно ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления». Суть методов сводится к вытеснению воды из образца керна до значений остаточной водонасыщенности под воздействием избыточного давления с последующим построением зависимостей насыщенности от капиллярного давления ( $P_c$ ). Как правило, исследования указанными методами проводят в атмосферных условиях с использованием газа в качестве вытесняющей фазы. Для пород с негидрофильной смачиваемостью проведение исследований в атмосферных условиях может привести к ошибочным результатам [1, 2]. С целью исключения данных ошибок необходимо применение специальных методов исследований, которые направлены на восстановление исходной смачиваемости породы с моделированием пластовых условий. Прежде всего, это капилляриметрический метод с использованием индивидуальных кернодержателей и «старение» керна.

---

<sup>1</sup> Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.

Эффективность указанных методов показана в ряде научных работ, опубликованных за последние несколько лет [3, 4]. Одним из недостатков данных методов является ограничение по количеству образцов керна, на которых одновременно можно провести исследования. Это связано с достаточно длительным временем проведения подобных экспериментов (до 4–6 месяцев) и особенностями лабораторного оборудования, на котором отсутствует возможность монтажа большой группы образцов.

**Цель данной работы** – настройка метода центрифугирования на результаты исследований керна в пластовых условиях («старение» керна). Результаты исследований в последующем комплексируются между собой в единую зависимость  $R_h-K_p$  и производится расчет  $K_p$ .

Это разделение можно описать с помощью линейно-дискриминантных функций (ЛДФ), которые имеют следующий вид:

$$Z_1 = 0,465 \times \lg K_p - 0,588 \times K_p + 2,361; \quad (3)$$

$$\text{Class} = 100\%; \quad R = 0,769; \quad \chi^2 = 43,923; \quad p < 0,05;$$

$$Z_2 = -2,013 \times \lg K_p + 0,456 \times K_p - 3,349; \quad (4)$$

$$\text{Class} = 89\%; \quad R = 0,813; \quad \chi^2 = 124,435; \quad p < 0,05,$$

где class – процент правильной классификации;

$R$  – коэффициент множественной корреляции;

$\chi$  – хи-квадрат;

$p$  – уровень статистической значимости.

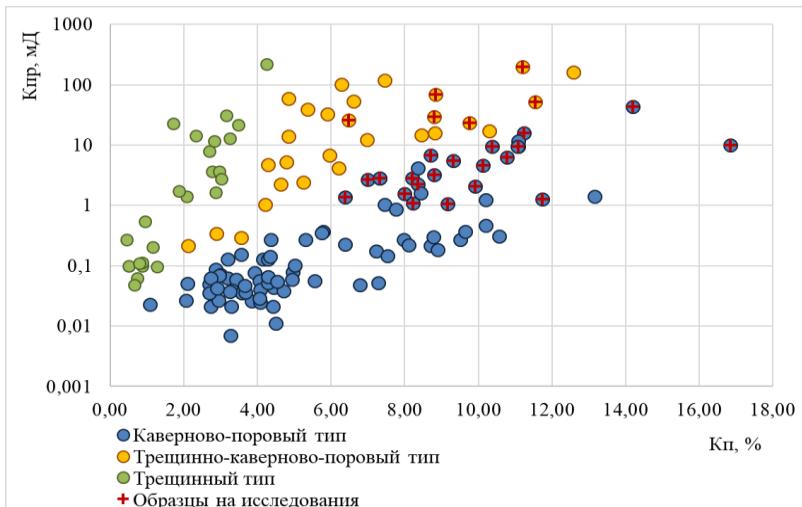
Функция  $Z_1$  разделяет трещинный тип и трещинно-каверново-поровый тип. Функция  $Z_2$  разделяет трещинно-каверново-поровый тип и каверново-поровый тип. Результаты разделения образцов керна по типу пустотного пространства с помощью линейно-дискриминантного анализа представлены на рис. 1.

Объектом исследований являлись образцы керна карбонатных пород, сложенных вторичным микрозернистым сульфатизированным доломитом. Определялись фильтрационно-емкостные свойства образцов керна: коэффициент открытой пористости ( $K_p$ ), согласно ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением», и коэффициент абсолютной проницаемости ( $K_{pr}$ ) по газу, согласно ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».

Всю выборку образцов керна объекта исследований (141 шт.) можно охарактеризовать тремя типами пустотного пространства:

- 1) каверново-поровый (90 шт.);
- 2) трещинно-каверново-поровый (27 шт.);
- 3) трещинный (24 шт.).

Для проведения лабораторных исследований отбирались образцы керна с ненарушенной структурой и фильтрационно-емкостными свойствами выше граничных значений. В результате было отобрано 26 образцов керна в диапазоне пористости от 6,20% до 16,84% и диапазоне  $K_{pr}$  по газу от 1,07 до 197,20 мД.



**Рис. 1.** Распределение образцов керна объекта исследований по типу пустотного пространства

**Fig. 1.** Distribution of core samples of the study object by type of void space

С целью оценки смачиваемости породы вместе с основной группой образцов были выбуорены образцы-дублеры. Отбор образцов осуществлялся из 2 интервалов:

3833,20–3836,20 м и 3861,45–3866,85 м. Литолого-петрографическое описание породы по шлифам и керну приведено в табл. 1.

**Табл. 1.** Литолого-петрографическое описание породы

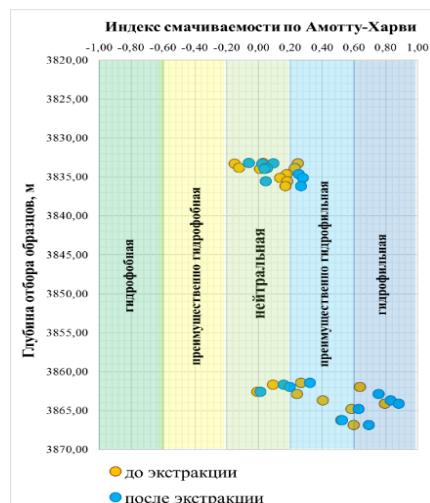
**Table 1.** Lithological and petrographic description of the rock

Интервал, м	Название породы	Пористость, %		Проницаемость, $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$		Тип пустотного пространства	Структура	Текстура
		Ср. знач.	t-критерий Стьюдента p-value	Ср. знач.	t-критерий Стьюдента p-value			
3833,20–3836,20	Вторичный доломит микро-зернистый, сульфатизированный, пористый	8,44	$-1,9082$ $0,0724$	6,77	$-0,5985$ $0,5583$	Трецинино-каверново-поровый/каверново-поровый тип	Микрозернистая/ Тонко-микрозернистая	Трециноватая/ Каверново-пористая/ Пористая
		10,45		11,05				

Смачиваемость определялась методом Амотта–Харви до и после экстрагирования образцов керна в спирто-бензольной смеси [5, 6]. Индекс смачиваемости по Амотту–Харви изменяется от –1 (гидрофобная поверхность) до +1 (гидрофильная поверхность).

На рис. 2 и в данных табл. 2 видна значительная разница в характеристиках

смачиваемости породы в пределах изучаемых отложений в зависимости от интервала отбора керна, что подтверждается их сопоставлением по t-критерию Стьюдента. Для вышележащего интервала (3833,20–3836,20 м) образцы характеризуются в основном нейтральной и слабо гидрофильной смачиваемостью.



**Рис. 2.** Результаты определения индекса смачиваемости по Амотту–Харви в зависимости от глубины отбора образцов керна

**Fig. 2.** Results of determining the wettability index according to Amott–Harvey depending on the depth of core sampling

Ниже по разрезу (3861,45–3866,85 м) смачиваемость изменяется в достаточно широких пределах от нейтральной до гидрофильной. После экстрагирования происходит гидрофилизация породы, которая в большей степени проявляется для нижележащего интервала. Достаточно небольшое изменение значений индекса смачиваемости Амотта–Харви после экстракции не оказывает существенного влияния на характеристику смачиваемости породы в целом, однако даже такое изменение может значительно повлиять на определение удельного электрического сопротивления по образцам керна.

**Табл. 2.** Характеристика смачиваемости породы по Амотту–Харви

**Table 2.** Amott–Harvey characteristics of rock wettability

Глубина отбора образцов, м	Индекс смачиваемости до экстракции			<i>t</i> -критерий Стьюдента p-value	Индекс смачиваемости после экстракции			<i>t</i> -критерий Стьюдента p-value	Характеристика смачиваемости
	Мин.	Макс.	Средн.		Мин.	Макс.	Средн.		
3833,20–3836,20	-0,15	0,25	0,09	-3,4506 0,0029	-0,06	0,28	0,10	-3,8047 0,0013	нейтральная
3861,45–3866,85	-0,01	0,80	0,41		-0,01	0,88	0,50		преимущественно гидрофильная

Как следует из данных табл. 1, основное влияние на различия характеристик смачиваемости по каждому из интервалов отбора керна оказывает структура пустотного пространства породы, в частности, наличие трещиноватости по вышележащему интервалу.

#### Описание методов исследований

*Капилляриметрический метод (метод полупроницаемой мембранны)* основан на вытеснении воды из полностью водонасыщенных образцов керна газом в групповых капилляриметрах или нефтью в индивидуальных капилляриметрах.

В процессе эксперимента производится ступенчатое увеличение давления от 0,005 МПа до 1,2 МПа с замером текущей и остаточной водонасыщенности, а также УЭС.

*Метод центрифугирования* основан на вытеснении воды из полностью водонасыщенного образца керна в результате воздействия центробежных сил в камере центрифуги в системе «газ–вода» или «нефть–вода». Вытеснение воды из образца керна производится ступенчато на нескольких режимах вращения ротора центрифуги: от минимального до максимально возможного.

По одной из известных формул (Б.И. Тульбович, Forbes P.L.) производится расчет Рс [7, 8]. В данной работе диапазон Рс по центрифуге составлял от 0,006 МПа до 0,94 МПа. В зависимости от частоты вращения ротора центрифуги определяется текущая и остаточная водонасыщенность, производится замер УЭС.

*«Старение» керна.* Образцы керна с остаточной водонасыщенностью и начальной нефтенасыщенностью помещаются в специальные фильтрационные установки, где создаются пластовые условия объекта исследований. Периодически проводится фильтрация новой порции нефти через образец в прямом и обратном направлениях с перепадом давления, равным максимальному давлению по капилляриметрическому методу – 1,2 МПа. В качестве модели нефти важно использование проб реальной нефти объекта исследований, которая доводится до необходимой вязкости путем добавления керосина в качестве растворителя, в количестве не более 30%. Контроль процесса «старения» осуществляется до стабилизации УЭС в процессе проведения эксперимента. По окончании эксперимента повторно производится замер остаточной водонасыщенности и определяется УЭС при пластовых условиях.

Настройка метода центрифугирования на пластовые условия заключалась в определении оптимального времени центрифугирования на каждой ступени Рс до достижения величины неснижаемой водонасыщенности и определения Кво. Согласно ОСТ 39-204-86, регламентированное время центрифугирования на каждой ступени Рс составляет 60 мин. В зарубежных источниках время центрифугирования может достигать 24–48 ч на каждом режиме Рс

[8, С. 459] в зависимости от проницаемости породы [9]. В данной работе исследования проводились последовательно в течение 1, 2 и 4 ч центрифугирования на каждом значении Рс. Общая схема проведения эксперимента представлена на рис. 3.



Рис. 3. Схема проведения эксперимента

Fig. 3. Experimental design

В соответствии с представленной на рис. 3 схемой, предварительно на выборке образцов керна были проведены исследования капилляриметрическим методом в системе «газ–вода» и по методике «старение» керна. Далее производилось центрифугирование образцов в системе «нефть–вода» при установленном времени. С целью удаления воды из тупиковых пор на каждом значении Рс образцы керна переворачивались 2 раза на 180° [10]. После применения каждого метода образцы керна проходили процедуру переподготовки с контролем их физических свойств по повторному замеру Кпр и Кп.

### Результаты исследований

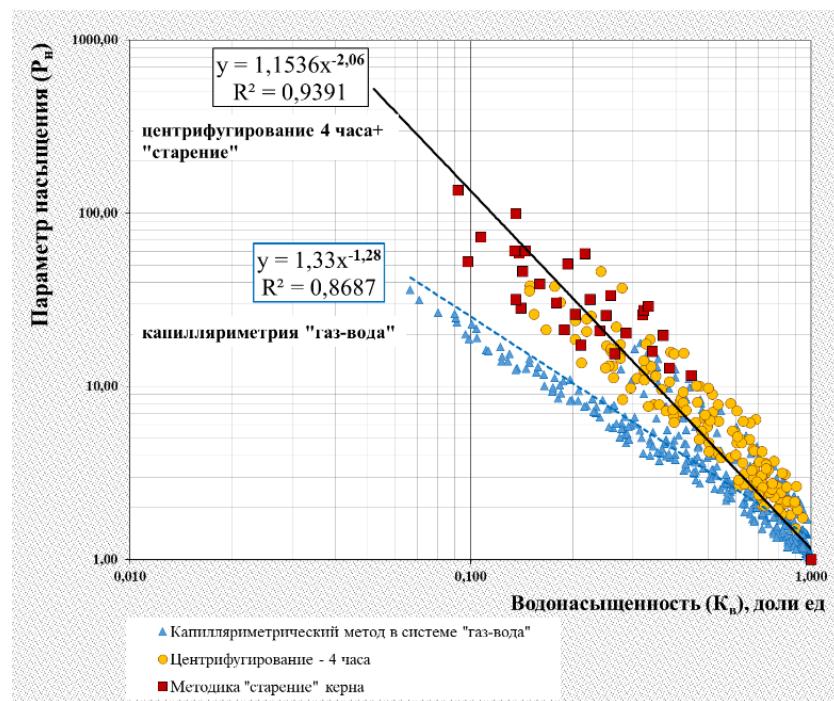
На основании результатов лабораторных исследований на керне по определению Рн, Кв и Кво были построены зависимости Рн–Кв и произведен расчет Кн по Дахнову–Арчи (табл. 3, рис. 4). Результаты, полученные капиллярометрическим методом в системе «газ–вода», характеризуются самым высоким разбросом в выборке

по параметру Кво с дисперсией (D) 0,03 и наименьшим коэффициентом детерминации ( $R^2$ ) зависимости Рн–Кв. Расчет Кн показал, что 4 ч центрифугирования являются достаточным временем для настройки данного метода на пластовые условия. При этом 2 ч центрифугирования также обеспечивают достаточную близость значений Кн к соответствующим «старению» керна.

**Табл. 3.** Результаты лабораторных исследований на керне и расчет Кн по Дахнову–Арчи

**Table 3.** Results of laboratory studies on core and calculation of So according to Dakhnov–Archi

Методика	Кво по керну, д.ед.				Характеристика зависимостей Рн–Кв		Кн, д.ед.
	Мин.	Макс.	Средн.	D	Экспонента п	$R^2$	
Капиллярометрический метод в системе «газ–вода»	0,09	0,65	0,32	0,03	1,28	0,87	0,83
«Старение» керна	0,10	0,45	0,23	0,009	2,06	0,95	0,67
Центрифугирование	1 ч	0,17	0,68	0,36	0,018	1,89	0,90
	2 ч	0,15	0,64	0,31	0,016	2,04	0,92
	4 ч	0,15	0,60	0,30	0,015	2,10	0,93
Центрифугирование 4 ч+ «старение» керна	–	–	–	–	2,06	0,94	0,67



**Рис. 4.** Сопоставление графиков зависимостей Рн–Кв, полученных различными методами

**Fig. 4.** Comparison of RI–Sw plots obtained by different methods

## Выводы

В практике проведения петрофизических работ настройка метода центрифugирования, описанная в данной статье, выполнена впервые. Это позволило дополнить результаты исследований по методике «старения» керна и значительно увеличить общий объем статистических данных, необходимых для последующего

построения и анализа зависимостей Рн–Кв, а также рассчитать адекватное значение Кн объекта исследований с учетом смачиваемости породы. В дальнейшем это позволит уточнить геологические и извлекаемые запасы нефти по месторождениям, продуктивные пласти которых представлены негидрофильными карбонатными породами-коллекторами.

## Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

## Список источников

1. Dyakonova T.F., Gurbatova I.P., Bata L.K., Osipova Yu.S. Identification of hydrophobic rocks in different geological conditions by core and log [Идентификация гидрофобности пород в различных геологических условиях по комплексу керна и ГИС] // Тюмень 2019: 6th Conference, Tyumen, Russia, 25–29 March 2019. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900540>
2. Путилов И.С., Чижсов Д.Б., Гурбатова И.П., Неволин А.И. Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 4. С. 70–79. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3149>
3. Дьяконова Т.Ф., Терентьев В.Ю., Саэтгараев А.Д. и др. Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология и недропользование. 2021. № 2(2). С. 60–75.
4. Неволин А.И., Чижсов Д.Б., Путилов И.С. Комплексный подход к определению остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на керне негидрофильных коллекторов месторождений нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 5(365). С. 43–49. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5\(365\)-43-49](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49)
5. Tiab D., Donaldson C.E. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 4th ed. Waltham, MA: Elsevier, 2016. 894 p. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>
6. Неволин А.И., Путилов И.С. Повышение достоверности определения смачиваемости пород-коллекторов лабораторными методами // Нефтепромысловое дело. 2023. № 9(657). С. 38–42. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9\(657\)-38-42](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9(657)-38-42)
7. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. Пермь: Пермское книжное изд-во, 1975. 194 с.
8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core Analysis: A Best Practice Guide. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>

9. Danielczick Q., Faurissoix P., Nicot B. Wireless acquisition for Resistivity Index in Centrifuge – WiRI: A new method to estimate Archie’s Law Parameters // The 35th International Symposium of the Society of Core Analysts. Virtual, 13–16 September 2021. Paper SCA2021-018. <https://jgmaas.com/SCA/2021/SCA2021-018.pdf> (Дата обращения 28.03.2024).

10. Кузьмин В.А. Определение остаточной водонасыщенности пород лабораторными методами // Нефтяное хозяйство. 2015. № 2. С. 44–48.

#### **Информация об авторах**

*Антон Игоревич Неволин* – начальник управления, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Когалым, Россия; аспирант, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия; SPIN-код: 6379-9910; e-mail: Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

*Иван Сергеевич Путилов* – д.т.н., заместитель директора, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; профессор, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия; SPIN-код: 1100-4787; e-mail: Ivan.Putilov@lukoil.com

**Поступила в редакцию 26.10.2023**

**CURRENT METHODS OF OIL AND GAS MECHANICS AND PHYSICS OF RESERVOIR SYSTEMS**

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art3>

## **Determination of the oil saturation coefficient according to Dakhnov–Archi using a new methodological approach when studying core samples**

**A.I. Nevolin<sup>1,2</sup>✉, I.S. Putilov<sup>2,3</sup>**

1 – PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Kogalym, Russia

2 – Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

3 – PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia

**Abstract.** *Background.* Predisposition of the rock to wetting by water (hydrophilicity) or oil (hydrophobicity) has a significant influence on the results of determining the oil saturation coefficient according to Dakhnov–Archi. Carbonate reservoir rocks in most cases are characterized by a complex type of wettability: heterogeneous (selective), mixed or neutral wettability. Collectively, the surface properties of such rocks can be defined by the term “nonhydrophilic wettability”. Studying rocks with nonhydrophilic wettability using standard core research methods can lead to subsequent errors in calculating oil reserves using the volumetric method. *Objective.* To eliminate the risk of such errors by adapting standard research methods, in particular the centrifugation method, to the results of experiments in reservoir conditions. *Materials and methods.* Capillarimetric method (semipermeable membrane method), centrifugation method, core “aging”. *Results.* The results of core studies necessary for calculating the oil saturation coefficient of nonhydrophilic reservoirs using formation resistivity data using the Dakhnov–Archi method are presented. A methodological approach is proposed for adapting the centrifugation method to reservoir conditions. *Conclusions.* The applied methodological approach makes it possible to increase the volume of statistical data and calculate an adequate value of the oil saturation coefficient according to Dakhnov–Archi for nonhydrophilic reservoirs.

**Keywords:** oil saturation coefficient, centrifugation method, wettability, core

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Nevolin A.I., Putilov I.S. Determination of the oil saturation coefficient according to Dakhnov–Archi using a new methodological approach when studying core samples. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2024. Vol. 15, No. 1. P. 37–47. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art3>

---

✉ Anton I. Nevolin, e-mail: [Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com](mailto:Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com)

© Nevolin A.I., Putilov I.S., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

**Conflict of interests**

The authors declare no conflict of interests.

**References**

1. Dyakonova T.F., Gurbatova I.P., Bata L.K., Osipova Yu.S. Identification of hydrophobic rocks in different geological conditions by core and log. In: *Tyumen 2019: 6th Conference*, Tyumen, Russia, 25–29 March 2019. (In Russ). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900540>
2. Putilov I.S., Chizhov D.B., Gurbatova I.P., Nevolin A.I. Specific features of laboratory studies of non-hydrophilic rocks-reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021. Vol. 332, No. 4. P. 70–79. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3149>
3. Diakonova T.F., Terentyev V.Yu., Saetgaraev A.D. et al. Temporary guidelines for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating the oil and gas reserves of the fields of PJSC LUKOIL in the Timan-Pechora oil and gas province. *Geology and Subsoil Use*. 2021. No. 2(2). P. 60–75. (In Russ).
4. Nevolin A.I., Chizhov D.B., Putilov I.S. Integrated approach to determination of residual water saturation on the core of non-hydrophilic reservoirs of oil fields in laboratory conditions. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2022. No. 5(365). P. 43–49. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5\(365\)-43-49](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49)
5. Tiab D., Donaldson C.E. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 4th ed. Waltham, MA: Elsevier, 2016. 894 p. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>
6. Nevolin A.I., Putilov I.S. Improving the reliability of reservoir rocks wettability determination by laboratory methods. *Oilfield Engineering*. 2023. No. 9(657). P. 38–42. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9\(657\)-38-42](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9(657)-38-42)
7. Tul'bovich B.I. *The Reservoir Properties and Chemistry of Productive Rocks Surface*. Perm: Permskoe knizhnoe izdatel'stvo, 1975. 194 p. (In Russ).
8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
9. Danielczick Q., Faurissoix P., Nicot B. Wireless acquisition for Resistivity Index in Centrifuge – WiRI: A new method to estimate Archie's Law Parameters. In: *The 35th International Symposium of the Society of Core Analysts*, Virtual, 13–16 September 2021. Paper SCA2021-018. <https://jgmaas.com/SCA/2021/SCA2021-018.pdf> (Accessed 28.03.2024).
10. Kuzmin V.A. Measuring of rocks residual water saturation by laboratory methods. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2015. No. 2. P. 44–48. (In Russ).

**Information about the authors**

*Anton I. Nevolin* – Head of Department, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Kogalym, Russia; Postgraduate, Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia; e-mail: [Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com](mailto:Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com)

*Ivan S. Putilov* – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; Professor, Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia; e-mail: [Ivan.Putilov@lukoil.com](mailto:Ivan.Putilov@lukoil.com)

**Received 26.10.2023**