

УДК 553.9

## ПОСТРОЕНИЕ МНОГОУРОВНЕВЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА ЗНАЧЕНИЙ СМАЧИВАЕМОСТИ ПО ВОСТОЧНО-ЛАМБЕЙШОРСКОМУ И ЯРЕЙЮСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ

Сае́тгараев Альмир Дамирович<sup>1</sup>,  
Almir.Saetgaraev@lukoil.com

Галкин Владислав Игнатьевич<sup>2</sup>,  
vgalkin@pstu.ru

Путилов Иван Сергеевич<sup>2,3</sup>,  
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Неволин Антон Игоревич<sup>4</sup>,  
Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»,  
Россия, 169710, г. Усинск, ул. Нефтяников, 31.

<sup>2</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

<sup>3</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,  
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3 «А»

<sup>4</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,  
Россия, 614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29.

**Актуальность.** Все отечественные стандарты по проведению лабораторных исследований на образцах керна пород нефтяных и газовых пластов предписывают произвести его очистку от углеводородов с помощью экстракции. Очистка образцов керна входит в обязательный этап подготовки к основным видам лабораторных исследований. Для этого используются специальные экстракционно-дистилляционные аппараты с применением различных органических растворителей. Образцы керна, помещенные в аппараты, в течение длительного времени проходят многократные циклы очистки с высокотемпературным воздействием. Такой подход к подготовке образцов керна является традиционным и применяется как для стандартных, так и для специальных исследований. Однако экстракция приводит к искаженным представлениям о естественной смачиваемости поверхности породы, которая подвергается изменению и, как правило, гидрофилизируется. В связи с этим важно провести оценку смачиваемости породы на различных этапах подготовки образцов керна – до и после процедуры экстракции.

**Цель:** разработка методики прогноза величины смачиваемости образцов керна до экстракции от углеводородов с применением статистических методов исследования.

**Объекты:** образцы керна задонских отложений (D3zd) Восточно-Ламбейшорского месторождения, артинские (P1ar) и асельско-сакмарские (P1a+s) отложения Ярейюского месторождения.

**Методы:** метод Амотта (Амотт–Харви), статистические методы.

**Результаты.** С помощью проведенного комплекса лабораторных исследований с использованием различных статистических методов была разработана методика прогноза значений показателя смачиваемости по нефти до экстракции на основе фильтрационно-емкостных свойств образцов керна.

### Ключевые слова:

смачиваемость, керн, экстракция, петрофизика, статистические методы.

### Введение

Смачиваемость пород-коллекторов месторождений нефти и газа является одной из основных характеристик, влияющих на распределение и фильтрацию пластовых флюидов в пустотном пространстве [1–6]. В связи с этим определение смачиваемости является крайне важной задачей научного сопровождения как при подсчете запасов, так и при разработке нефтегазовых месторождений.

В лабораторной практике применяются различные методы определения смачиваемости: метод краевого угла, метод Амотта (Амотт–Харви) [7, 8], методика Горного бюро (USBM) [9–11], комбинированный ме-

тод Амотта–USBM [12, 13], метод Тульбовича (ОСТ 39-180-85) [14].

В данной работе изучаются результаты определения смачиваемости, полученные по одному из основных методов, который используется в отечественной лабораторной практике – метод Амотта (Амотт–Харви).

Данный метод основан на действиях впитывания и принудительного вытеснения флюидов (нефть, вода) на образцах керна. Считается, что смачивающий флюид впитывается в образец керна самопроизвольно и вытесняет несмачивающий флюид. Различают оригинальный метод Амотта и модифицированный метод Амотта–Харви. Разница методов зависит от началь-

ной стадии подготовки образцов. Оригинальный метод Амотта начинают проводить при остаточной нефтенасыщенности, Амотт–Харви – при начальной нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности.

Показатель смачиваемости Амотта–Харви ( $I$ ) рассчитывается по разнице индексов смачиваемости водой (далее –  $I_w$ ) и смачиваемости нефтью (далее –  $I_o$ ):

$$I = I_w - I_o,$$

$I_w$  представляет собой отношение объема нефти, вытесненного за счет произвольной капиллярной пропитки водой ( $V_{osp}$ ), к суммарному объему нефти, вытесненному за счет впитывания и принудительного вытеснения водой ( $V_{ot}$ ):

$$I_w = V_{osp} / V_{ot},$$

$I_o$  представляет собой отношение объема воды, вытесненного за счет произвольной капиллярной пропитки нефтью ( $V_{wsp}$ ), к суммарному объему воды, вытесненному за счет впитывания и принудительного вытеснения нефтью ( $V_{wt}$ ):

$$I_o = V_{wsp} / V_{wt}.$$

С помощью метода Амотта–Харви определяется средняя смачиваемость породы.

Характеристика поверхности породы в зависимости от значения индекса смачиваемости приведена в табл. 1.

**Таблица 1.** Индекс смачиваемости Амотта–Харви

**Table 1.** Amott–Harvey wetting indices

Индекс Index	Гидрофильная порода Water wet	Нейтральная смачиваемость Neutral wet	Гидрофобная порода Oil wet
$I$	от (from) +0,3 до (to) +1,0	от (from) –0,3 до (to) +0,3	от (from) –0,3 до (to) –1,0

Как правило, исследования по определению смачиваемости проводятся на образцах керна, предварительно очищенных от углеводородов, с использованием различных растворителей, таких как хлороформ, спиртобензольная смесь, толуол и др. Поверхность очищенных таким образом образцов приводит к изменению смачиваемости керна [15–17]. В результате этого полученные данные о характеристике смачиваемости породы являются ошибочными. Для проверки изменения смачиваемости в процессе подготовки образцов керна к исследованиям проводят замеры данного параметра до и после процедуры экстракции [18–20].

В связи с этим актуальным становится вопрос о прогнозе показателя смачиваемости без проведения дополнительных исследований, что позволит значительно сократить трудозатраты на проведение экспериментов. Для этой цели была разработана методика прогноза показателя смачиваемости  $I_o$  до экстракции путем детального статистического анализа.

#### Характеристика объектов исследования

В качестве объектов исследования были выбраны образцы керна Восточно-Ламбейшорского ( $D_{3zd}$ ) и Ярейского месторождений ( $P_{1a+s}$ ,  $P_{1ar}$ ) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Все отложения представлены карбонатными породами, в основном известняками. Наибольшее распространение из вторичных изменений пород имеет кальцитизация и доломитизация. По классификации К.И. Багринцевой

[21] все породы можно отнести к группе С (класс VI–VII) с низкой полезной емкостью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

#### Методика проведения исследования

Для проведения статистического анализа из колонки керна продуктивных отложений выбуривались стандартные образцы диаметром и длиной 30 мм. Определение характеристики смачиваемости объектов исследований осуществлялось на основании расчета индекса смачиваемости  $I_o$  на образцах керна до экстракции. Гидрофобность породы при расчете индекса смачиваемости  $I_o$  увеличивается от 0 (более гидрофильная порода) к 1.

После определения смачиваемости образцы экстрагировались в спирто-бензольной смеси с использованием аппаратов Сокслета. Далее определялись пористость  $K_p$  и проницаемость по газу  $K_{прг}$ . Значения  $K_p$  образцов определялись методом жидкостенасыщения (Преображенского) и гидростатического взвешивания согласно ГОСТ 26450.1-85.  $K_{прг}$  определялся методом стационарной фильтрации газа через образец горной породы в линейном направлении под действием разности давлений согласно ГОСТ 26450.2-85.

Таким образом были получены исходные данные для проведения статистического анализа. На первом этапе статистического анализа выполнялось сравнение средних значений  $I_o$ ,  $K_p$ ,  $K_{прг}$  по  $t$ -критерию Стьюдента (табл. 2).

**Таблица 2.** Сравнение средних значений по  $t$ -критерию Стьюдента

**Table 2.** Comparisons of mean values by Student  $t$ -test

Показатели Indicators	Ярейское, $P_{1ar}$ (10 образцов) Yareyu, $P_{1ar}$ (10 samples)	Ярейское, $P_{1a+s}$ (37 образцов) Yareyu, $P_{1a+s}$ (37 samples)	Восточно-Ламбейшорское, $D_{3zd}$ (71 образец) Eastern Lambeyshor, $D_{3zd}$ (71 samples)	Значение $t$ – верхняя строка, значение критерия $p$ – нижняя строка Value of $t$ – top line, value of $p$ criterion – bottom line
$K_p$ , %	12,8±3,8*	11,8±4,7	–	0,700218 0,487318
	12,8±3,8	–	7,1±3,9	4,260005 0,000055
	–	11,8±4,7	7,1±3,9	5,403738 0,000000
$K_{прг}$ , мД (mD)	2,17±3,44	24,25±40,34	–	–1,71287 0,105647
	2,17±3,44	–	36,39±105,33	–1,02089 0,310871
	–	24,25±40,34	36,39±105,33	–0,680429 0,497854
$I_o$	0,39±0,18	0,32±0,16	–	1,058907 0,295171
	0,39±0,18	–	0,39±0,20	–0,113702 0,909759
	–	0,32±0,16	0,39±0,20	–1,85253 0,066680

\*среднеарифметическое значение±среднеквадратичное отклонение.

\*arithmetic mean ± standard deviation.

Из табл. 2 видно, что статистические различия в средних значениях наблюдаются только по  $K_{\text{п}}$ .

Для оценки комплексных различий указанных в табл. 2 показателей в зависимости от изучаемых пластов были построены линейные дискриминантные функции (далее – ЛДФ) методом пошагового анализа. Здесь в качестве классификатора использованы изучаемые пласты. Построенные ЛДФ имеют следующие виды:

$$Z_1 = 0,25354K_{\text{п}} - 0,00777K_{\text{прг}} - 1,09712I_o - 1,76337,$$

при  $R = 0,563$ ,  $\chi^2 = 42,267$ ,  $p < 10^{-5}$ ;

$$Z_2 = -0,03047K_{\text{п}} + 0,00778K_{\text{прг}} - 4,94369I_o - 4,92369,$$

при  $R = 0,141$ ,  $\chi^2 = 2,119$ ,  $p = 0,346545$ .

Анализ ЛДФ показывает, что более сильной является функция  $Z_1$ . Однозначно разделить образцы по данным  $K_{\text{п}}$ ,  $K_{\text{прг}}$  и  $I_o$  в зависимости от группы «месторождение/пласт» по имеющимся данным не представляется возможным, о чем свидетельствует процент верного распознавания, который равен 66,97 %.

Все это указывает на то, что данные показатели нужно исследовать, с одной стороны, как общую совокупность, с другой стороны, необходимо учитывать дифференцированно и особенности влияния значений  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{прг}}$  на величину  $I_o$  по пластам. Поэтому изучение влияния значений  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{прг}}$  на величину  $I_o$  выполнено путем построения многоуровневых многомерных моделей.

На первом уровне статистического моделирования исследуется влияние значений  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{прг}}$  на  $I_o$  по данным всех трех пластов.

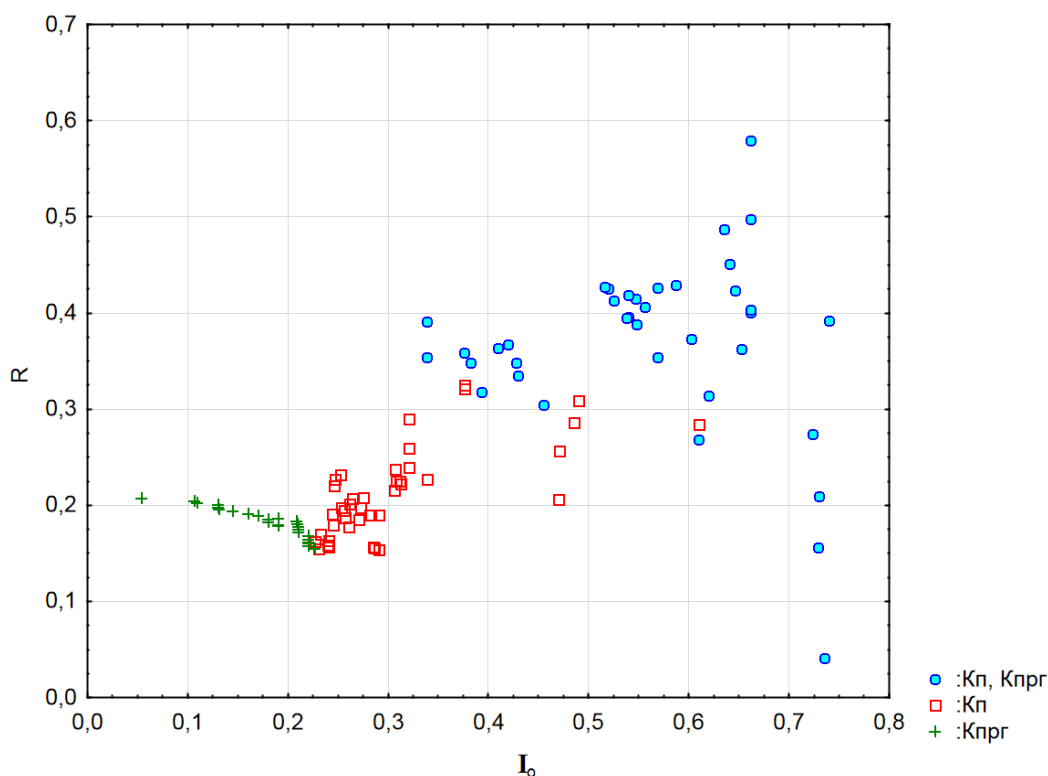
Модель первого уровня имеет следующий вид:  $I_o^{M-1} = 0,363 + 0,000476K_{\text{прг}}$ , при  $R = 0,207$ ,  $p = 0,030$ . Данное уравнение регрессии может быть использовано при  $K_{\text{прг}}$  в интервале 0,001–582,2 мД.

Анализ данной модели показывает, что соотношение  $I_o$  и  $I_o^{M-1}$  характеризуется очень сложным видом. Для оценки влияния значений  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{прг}}$  на разных диапазонах на величину  $I_o$  она была отранжирована от максимального ( $I_o = 0,815$ ) до минимального ( $I_o = 0,036$ ). Процесс формирования значений  $I_o$  в зависимости от показателей  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{прг}}$  выполнен по следующей схеме: первое уравнение регрессии строится по 4 максимальным значениям  $I_o$  ( $n = 4$ ), следующая модель при  $n = 5$  и так далее до  $n = 109$ . Таким образом было построено 106 многомерных моделей.

Анализ моделей показывает, что  $K_{\text{п}}$  принимал участие в построении 80 моделей. Отметим, что при  $I_o > 0,339$  данный показатель участвовал в формировании моделей в основном совместно с  $K_{\text{прг}}$ .

Далее в диапазоне значений от 0,339 до 0,227 модели формировались только с участием  $K_{\text{п}}$  при значениях  $I_o$  от 0,227 до 0,054, показатель  $K_{\text{п}}$  в построении моделей не участвовал. Показатель  $K_{\text{прг}}$  участвовал в построении 64 моделей. При  $I_o$  от 0,227 до 0,054 показатель  $K_{\text{прг}}$  принимал участие в построении всех моделей индивидуально.

Таким образом, анализ 106 моделей показал, что показатели  $K_{\text{п}}$  и  $K_{\text{прг}}$  избирательно принимают участие в формировании значений прогнозной модели смачиваемости (далее –  $I_o^M$ ). Приведем график изменения значений множественного коэффициента корреляции  $R$  в зависимости от величин  $I_o$  (рисунок).



**Рисунок.** Изменения значений коэффициентов множественной корреляции  $R$  в зависимости от  $I_o$   
**Figure.** Changes in the values of the coefficients of multiple correlation  $R$  depending on  $I_o$

Отсюда видно, что по значению R и использованным в уравнениях регрессии показателям можно выделить три участка. Первый при  $I_o > 0,35$ , второй  $0,230 < I_o < 0,35$  и третий при  $I_o < 0,230$ . По этим участкам соотношения между  $K_{п}$  и  $K_{прг}$  в зависимости от значений  $I_o$  значительно различаются, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в табл. 3.

Таблица 3. Уравнения регрессии

Table 3. Regression equations

Классы смачиваемости Wettability classes	Уравнение регрессии Regression equation	r	p
$I_o > 0,350$	$K_{прг} = -52,515 + 11,333K_{п}$	0,507	0,0003
$0,230 < I_o < 0,350$	$K_{прг} = -9,068 + 2,857K_{п}$	0,309	0,0667
$I_o < 0,230$	$K_{прг} = -0,533 + 0,751K_{п}$	0,226	0,266

Анализ уравнений регрессии показывает, что статистически значимая корреляционная связь между  $K_{п}$  и  $K_{прг}$  наблюдается при величине смачиваемости  $I_o > 0,350$ . Отметим, что при снижении значений  $I_o$  в выделенных классах значения коэффициентов r уменьшаются. По классам смачиваемости были построены модели второго статистического уровня, которые приведены в табл. 4.

Таблица 4. Модели второго статистического уровня

Table 4. Models of the second statistical level

Классы смачиваемости Wettability classes	Уравнение регрессии Regression equation	R(r)	p
$I_o > 0,350$	$I_o^{M-2} = -0,492 + 0,009372K_{п} - 0,000158K_{прг}$	0,348	<0,062
$0,230 < I_o < 0,350$	$I_o^{M-3} = -0,269 + 0,000477K_{п} + 0,000225K_{прг}$	0,151	<0,682
$I_o < 0,230$	$I_o^{M-4} = -0,170 + 0,000505K_{п} + 0,000092K_{прг}$	0,170	<0,887

Модели второго уровня в зависимости от значений  $I_o$  характеризуются разными знаками при показателях  $K_{п}$  и  $K_{прг}$ . Модель, построенная при  $I_o > 0,350$ , имеет положительный знак при  $K_{п}$  и отрицательный при  $K_{прг}$ . Данная модель является статистически более сильной, по сравнению с моделями при  $I_o < 0,350$ .

Модели второго уровня можно использовать: при  $I_o > 0,350$  в диапазонах по  $K_{п}$  1,38–25,7 %, по  $K_{прг}$  0,001–582,2 мД; при  $0,230 < I_o < 0,350$  в диапазонах по  $K_{п}$  0,68–18,8 %, по  $K_{прг}$  0,038–275,6 мД; при  $I_o < 0,230$  в диапазонах по  $K_{п}$  2,73–19,53 %, по  $K_{прг}$  0,064–75,18 мД.

Данные значения  $I_o^M$ , вычисленные по моделям первого и второго статистических уровней, были использованы при построении моделей третьего статистического уровня. Модели, которые приведены в табл. 5, построены раздельно по Восточно-Ламбейшорскому (пласт D<sub>3zd</sub>) и Ярейюскому (пласты P<sub>1ar</sub>, P<sub>1a+s</sub>) месторождениям.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. «Петрофизика (Физика горных пород) – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
- Кобранова В.Н. Петрофизика. 2-е изд. перераб. и доп. – М: Недра, 1986. – 392 с.
- Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 568 с.

Таблица 5. Модели третьего статистического уровня

Table 5. Models of the third statistical level

Месторождения Fields	Уравнение регрессии Regression equation	R(r)	p
Восточно-Ламбейшорское, (D <sub>3zd</sub> ) Eastern Lambeishor, D <sub>3zd</sub>	$I_o^{MM} = 0,988 - 5,8932I_o^{M-1} + 2,5433I_o^{M-2+3+4} + 8,8513(I_o^{M-1})^2 - 4,723(I_o^{M-1})(I_o^{M-2+3+4}) + 0,392(I_o^{M-2+3+4})^2$	0,906	<10 <sup>-5</sup>
Ярейюское, (P <sub>1ar</sub> ) Yareyu, P <sub>1ar</sub>	$I_o^{MM} = -92,4424 + 550,8041I_o^{M-1} - 37,475I_o^{M-2+3+4} - 815,6975(I_o^{M-1})^2 + 107,225(I_o^{M-1})(I_o^{M-2+3+4}) - 1,079(I_o^{M-2+3+4})^2$	0,905	<10 <sup>-5</sup>
Ярейюское, (P <sub>1a+s</sub> ) Yareyu, P <sub>1a+s</sub>	$I_o^{MM} = -10,585 + 57,4265I_o^{M-1} - 2,1811I_o^{M-2+3+4} - 77,5502(I_o^{M-1})^2 + 8,1299(I_o^{M-1})(I_o^{M-2+3+4}) + 0,0379(I_o^{M-2+3+4})^2$	0,946	<10 <sup>-5</sup>

Отсюда видно, что модели, построенные на третьем уровне статистического моделирования, обладают очень сильными статистическими характеристиками, что свидетельствует о том, что разработанная последовательная методика прогноза значений  $I_o^M$  позволяет достаточно точно определять значения  $I_o^{MM}$  по величинам  $K_{п}$  и  $K_{прг}$ . Поэтому представляется возможным по данным  $K_{п}$  и  $K_{прг}$  по изучаемым пластам определять значения  $I_o^{MM}$ . Данная методика может быть реализована для D<sub>3zd</sub> отложений Восточно-Ламбейшорского месторождения при  $K_{п}$  в диапазоне 0,68–25,73 %, при  $K_{прг}$  в интервале 0,38–582,2 мД. Для отложений P<sub>1ar</sub> Ярейюского месторождения методику можно реализовать при  $K_{п}$  в диапазоне 1,38–19,53 %, при  $K_{прг}$  в интервале 0,01–43,5 мД. Для P<sub>1a+s</sub> отложений Ярейюского месторождения значения  $I_o^{MM}$  можно вычислять при  $K_{п}$  в диапазоне 4,73–25,76 %, при  $K_{прг}$  в интервале 0,06–172,8 мД.

#### Выводы

Таким образом, выполненное многоуровневое многомерное статистическое моделирование позволило разработать методику прогноза значений  $I_o^{MM}$  по величинам  $K_{п}$  и  $K_{прг}$  для Восточно-Ламбейшорского и Ярейюского месторождений. Построенные многомерные модели являются статистически значимыми.

Детальный анализ разработанных моделей показал, что при высоких значениях  $I_o$  данная величина в основном определяется величинами  $K_{п}$  и  $K_{прг}$ , при низких значениях  $I_o$  зависит от  $K_{прг}$ . Это показывает, что с увеличением гидрофобности породы растет совместное влияние  $K_{п}$  и  $K_{прг}$ , с увеличением гидрофильности основной вклад вносит параметр  $K_{п}$ .

Используя известные значения  $K_{п}$  и  $K_{прг}$ , в скважинах возможно построение схем изменения значений  $I_o$  по всему разрезу.

- Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
- Wettability determination of core samples through visual rock and fluid imaging during fluid injection / M. Sheider, F. Osselin, B. Andrews, F. Rezgui, P. Tabeling // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – V. 78. – P. 476–485.

6. The Dynamics of nanoparticle-enhanced fluid displacement in porous media – a pore-scale study / T. Pak, N.L. Archilha, L.F. Montovani, A.C. Moreira, I.B. Butler // Scientific reports. – 2018. – V. 8. – № 11148. – P. 1–10.
7. Михайлов Н.Н., Ермилов М.О., Сечина Л.С. Экспериментальной исследование смачиваемости и анализ ее влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов Неокомской залежи Ново-Уренгойского и Ямбургского месторождений. – Новосибирск, СО РАН, 2012. – 58 с.
8. Amott E. Observations relating to the wettability of porous rocks // Trans AJME. – 1959. – V. 216. – P. 156–162.
9. McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. Core analysis: a best practice guide. – Amsterdam, Netherlands: Elsevier Publ., 2015. – 829 p.
10. Tiab D., Donaldson C.E. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. – Burlington, USA: Elsevier Publ., 2004. – 881 p.
11. Effect of low salinity water injection on capillary pressure and wettability in carbonates // F. Vajihi, P. Diaz, H. Zabihi, A. Farhadi, S. Dherhani // SCA 2017-051, International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – 9 p.
12. Carbonate NMR measurements in a combined Amott–USBM wettability method // E.H. Rios, V.F. Machado, B.C. Santos, W.A. Trevisan, A.L. Compan, D.A. Cruz, R. Skinner, F.M. Eler // SCA 2015-033, International Symposium of the Society of Core Analysts. – St. John’s Newfoundland and Labrador, Canada, 2015. – 7 p.
13. Fundamentals of wettability / W. Abdallah, J.S. Buckley, A. Carnegie, J. Edwards, B. Herold, E. Fordham, A. Graue, T. Habashy, N. Seleznev, C. Signer, H. Hussain, B. Montarion, M. Ziauddin // Oilfield Review. – 2007. – V. 19. – № 2 (summer). – P. 44–61.
14. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 13 с.
15. Идентификация гидрофобности пород в различных геологических условиях по комплексу керн и ГИС / Т.Ф. Дьяконова, И.П. Гурбатова, Л.К. Бата, Ю.С. Осипова // Тюмень 2019. – Тюмень: EAGE, 2019. – С. 1–5.
16. Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов // И.С. Путилов, Д.Б. Чижов, И.П. Гурбатова, А.И. Неволин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 70–79.
17. Gant P.L., Anderson W.G. Core cleaning for restoration of native wettability // SPE 14875. – 1988. – V. 8. – № 1. – P. 131–138.
18. Неволин А.И., Чижов Д.Б. Оценка остаточной водонасыщенности в системах «вода–газ» и «нефть–вода» для сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XIV Всерос. науч.-техн. конф. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2021. – С. 41–45.
19. Неволин А.И., Чижов 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.
20. Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Т.Ф. Дьяконова, В.Ю. Терентьев, А.Д. Саэтгараев, И.П. Гурбатова, Е.Е. Кристя, Л.К. Бата, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов, Е.В. Погоничева // Геология и недропользование. – 2021. – Т. 2 (2). – С. 60–74.
21. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РИТУ, 1990. – 285 с.

Поступила 24.11.2022 г.

Прошла рецензирование 21.12.2022 г.

#### Информация об авторах

**Саэтгараев А.Д.**, заместитель генерального директора по геологии и разработке месторождений – главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

**Галкин В.И.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Путилов И.С.**, доктор технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»; профессор базовой кафедры нефтегазового инжиниринга Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Неволин А.И.**, начальник отдела физико-гидродинамических исследований филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

UDC 553.9

## CONSTRUCTION OF MULTILEVEL STATISTICAL MODELS FOR PREDICTING WETTABILITY INDICATORS OF EASTERN LAMBEISHOR AND YAREYU FIELDS

Almir D. Saetgaraev<sup>1</sup>,  
Almir.Saetgaraev@lukoil.com

Vladislav I. Galkin<sup>2</sup>,  
vgalkin@pstu.ru

Ivan S. Putilov<sup>2,3</sup>,  
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Anton I. Nevolin<sup>4</sup>,  
Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> LUKOIL-Komi,  
31, Neftyanikov street, Usinsk, 169710, Russia.

<sup>2</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

<sup>3</sup> PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering,  
3 A, Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

<sup>4</sup> PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering,  
29, Sovetskoy Armii street, Perm, 614066, Russia.

**The relevance.** All domestic standards for laboratory studies of core oil and gas reservoirs prescribe to clean it from hydrocarbons by extraction. Cleaning of core samples is included in the stage of preparation for the main types of research. For this, a wide range of different solvents and special extraction and distillation apparatuses are used. Core samples placed in the apparatus undergo multiple cleaning cycles for a long time with high-temperature exposure. This approach to the preparation of core samples is traditional and is used for both standard and special studies. However, extraction leads to a distorted understanding of the natural wettability of the rock surface, which is subject to change and, as a rule, hydrophilizes. In this regard, it is of scientific and practical interest to assess rock wettability at various stages of sample preparation – before and after the extraction.

**The main aim:** development of a methodology for predicting the wettability of core samples before extraction from hydrocarbons using statistical research methods.

**Objects:** core samples of the Zadonskaya deposit (D3zd) of the Eastern Lambeishor field, Artinskaya (P1ar) and Assel-Sakmarskaya (P1a+s) deposits of the Yareyu field.

**Methods:** Amott (Amott–Harvey) method, statistical methods.

**Results.** With the help of a set of laboratory studies using various statistical methods, a methodology was developed for predicting the values of the wettability index for oil before extraction based on the porosity and permeability properties of core samples.

### Key words:

wettability, core, extraction, petrophysics, statistical methods.

### REFERENCES

- Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika (Fizika gornyx porod)* [Petrophysics (physics of rocks)]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ., 2004. 368 p.
- Kobranova V.N. *Petrofizika* [Petrophysics]. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow, Nedra Publ., 1986. 392 p.
- Amiks Dzh., Bass D., Uaying R. *Fizika nefryanogo plasta* [Petroleum reservoir engineering]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1962. 568 p.
- Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. *Opreделение fizicheskikh svoystv neftevododerzhashchikh porod* [Determination of the physical properties of oil-bearing rocks]. Moscow, Nedra-Businesscenter LLC Publ., 2007. 592 p.
- Shneider M., Osselin F., Andrews B., Rezgui F., Tabeling P. Wettability determination of core samples through visual rock and fluid imaging during fluid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, vol. 78, pp. 476–485.
- Pak T., Archilha N.L., Montovani L.F., Moreira A.C., Butler I.B. The dynamics of nanoparticle-enhanced fluid displacement in porous media – a pore-scale study. *Scientific reports*, 2018, vol. 8, no. 11148, pp. 1–10.
- Mikhailov N.N., Ermilov M.O., Sechina L.S. *Eksperimentalnoe issledovanie smachivaemosti i analiz ee vliyaniya na filtratsionno-emkostnye svoystva produktivnykh kollektorov Neokomskoy zalezhi Novo-Urengoyetskogo i Yamburgskogo mestorozhdeniy* [Experimental investigation of wettability and analysis of its effect on filtration-capacity properties of productive reservoirs of the Neocomian bed of the Urengoy and Yamburg deposits]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2012. 58 p.
- Amott E. Observations relating to the wettability of porous rocks. *Trans AJME*, 1959, vol. 216, pp. 156–162.
- McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. *Core analysis: a best practice guide*. Amsterdam, Netherlands, Elsevier Publ., 2015. 829 p.
- Tiab D., Donaldson C.E. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2<sup>nd</sup> ed. Burlington, USA, Elsevier Publ., 2004. 881 p.
- Vajjhi F., Diaz P., Zabihi H., Farhadi A., Dherhani S. Effect of low salinity water injection on capillary pressure and wettability in carbonates. *SCA 2017-51, International Symposium of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, 2017. 9 p.
- Rios E.H., Machado V.F., Santos B.C., Trevisan W.A., Compan A.L., Cruz D.A., Skinner R., Eler F.M. Carbonate NMR measurements in a combined Amott–USBM wettability method. *SCA 2015-33*,

- International Symposium of the Society of Core Analysts*. St. John's Newfoundland and Labrador, Canada, 2015. 7 p.
13. Abdallah W., Buckley J.S., Carnegie A., Edwards J., Herold B., Fordham E., Graue A., Habashy T., Seleznev N., Signer C., Hussain H., Montarion B., Ziauddin M. Fundamentals of Wettability. *Oilfield Review*, 2007, vol. 19, no. 2 (summer), pp. 44–61.
  14. OST 39-180-85. *Neft. Metod opredeleniya smachivaemosti uglevodorodsoderzhashchikh porod* [Method for determining the wettability of hydrocarbon-bearing rocks]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1985. 13 p.
  15. Dyakonova T.F., Gurbatova I.P., Bata L.K., Osipova Yu.S. Identifikatsiya gidrofobnosti porod v razlichnykh geologicheskikh usloviyakh po kompleksu kerna i GIS [Identification of hydrophobic rocks in different geological conditions by core and log]. *Tyumen 2019* [Tyumen 2019]. Tyumen, EAGE Publ., 2012. pp. 1–5.
  16. 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, pp. 70–79. In Rus.
  17. Gant P.L., Anderson W.G. Core cleaning for restoration of native wettability. *SPE 14875*, 1988, vol. 3, no. 1, pp. 131–138.
  18. Nevolin A.I., Chizhov D.B. Otsenka ostatochnoy vodonasyschennosti v istochnikakh «voda–gaz» i «neft–voda» dlya slozhnopostroyennykh karbonatnykh porod-kollektorov [Estimation of residual water saturation in «water–gas» and «oil–water» systems for complex carbonate reservoir rocks]. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov i rudnykh poleznykh iskopayemykh. Materialy XIV Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Problems of development of deposits of hydrocarbons and ore minerals. Materials of the XIV All-Russian scientific and technical conference]. Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ., 2021. pp. 41–45.
  19. 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), pp. 43–49. In Rus.
  20. Dyakonova T.F., Terentiev V.Yu., Saetgaraev A.D., Gurbatova I.P., Christia E.E., Bata L.K., Melekhin S.V., Chizhov D.B., Pogonishcheva E.V. 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 Timano-Pechora oil and gas province. *Geology and subsoil use*, 2021, no. 2, pp. 60–74. In Rus.
  21. Bagrintseva K.I. *Usloviya formirovaniya i svoystva karbonatnykh kollektorov nefi i gaza* [Formation conditions and properties of oil and gas carbonate reservoirs]. Moscow, RGGU Publ., 1990. 285 p.

Received: 24 November 2022.

Reviewed: 21 December 2022.

#### Information about the authors

**Almir D. Saetgaraev**, deputy general director for geology and field development – chief geologist, LUKOIL-Komi.

**Vladislav I. Galkin**, Dr. Sc., professor, head of the Department of Geology of Oil and Gas, Perm National Research Polytechnic University.

**Ivan S. Putilov**, Dr. Sc., professor, Perm National Research Polytechnic University; deputy director of the branch for scientific work in the field of geology, PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering.

**Anton I. Nevolin**, head of the Department of Physical and Hydrodynamic Research, PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering.