

Нефтепромысловое дело. 2022. № 6(642). С. 20–30.

Oilfield engineering. 2022;(6(642)):20–30.

Научная статья

УДК 622.276.57

DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-20-30

## "ОБОБЩЕННЫЕ" ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ (до 10 мД) ПЛАСТАХ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Янин<sup>1</sup>, М.М. Биккулов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Проектное Бюро "ТЭРМ", Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Газпромнефть–Хантос, Ханты-Мансийск, Россия

<sup>1</sup>term@term-pb.ru

**Аннотация.** Авторами изучен большой массив данных первичных лабораторных исследований низкопроницаемых образцов керна Приобского месторождения (южная часть). Объем начальной выборки – 522 образца, взятых из 36 скважин, после отбраковки осталось 486 образцов.

Показано, что нанесенные на графики первичные экспериментальные "точки" характеризуются значительным разбросом ( $R^2 < 0,4$ ), поэтому на практике рекомендуется использовать полученные в работе новые "обобщенные" (усредненные) зависимости типа  $K_{\text{выт}} = f(\ln K_{\text{пр}})$ ;  $K_{\text{выт}} = f(\ln K_{\text{пр}})$ ;  $K_{\text{он}} = f(K_{\text{пр}})$ ;  $K_{\text{он}} = f(K_{\text{пр}})$ .

В практических расчетах с целью повышения достоверности определения  $K_{\text{выт}}$  (а именно, нивелирования отскоков из-за "неустойчивости" определения  $K_{\text{пр}}$  и  $K_{\text{он}}$ ) рекомендуется оценивать эти параметры всеми указанными в статье способами, а затем усреднять полученные данные (по каждому из десяти интервалов проницаемости) с выводом по этим точкам итоговой корреляционной зависимости.

Применение зависимости  $K_{\text{выт}} = 0,031 \ln K_{\text{пр}} + 0,434$ , использованной ранее в подсчете запасов 2009 г. для продуктивных пластов АС<sub>9</sub>–АС<sub>12</sub> Приобского месторождения (при  $K_{\text{пр}} = 1...10$  мД), в дальнейшем не рекомендуется, так как это приводит к резкому завышению  $K_{\text{выт}}$ : в интервале 1,0...2,5 мД – на 91...47 % отн.; 2,5...5,0 мД – на 47...25 % отн.; 5...10 мД – на 25...15 % отн.

При установлении некоей "критической" величины  $K_{\text{пр}}$ , ниже которой в пластах начинает проявляться эффект нелинейности фильтрации жидкости, этот фактор на полученной зависимости  $K_{\text{выт}} = f(K_{\text{пр}})$  в явном виде не прослеживается.

**Ключевые слова:** Приобское месторождение, низкопроницаемые коллекторы, лабораторные исследования керна, пористость, проницаемость, коэффициенты начальной и остаточной нефтенасыщенности, коэффициент вытеснения нефти водой, рекомендуемые эмпирические зависимости

**Для цитирования:** Янин А.Н., Биккулов М.М. "Обобщенные" зависимости для определения коэффициентов вытеснения в низкопроницаемых (до 10 мД) пластах Приобского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 6(642). – С. 20–30. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-20-30

Original article

### "GENERALIZED" DEPENDENCES FOR DETERMINATION OF DISPLACEMENT FACTORS IN LOW-PERMEABLE (up to 10 mD) FORMATIONS OF THE PRIOSKOYE FIELD

A.N. Yanin<sup>1</sup>, M.M. Bikkulov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>PB "TERM", Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Gazpromneft–KhanTos, Khanty-Mansiysk, Russia

<sup>1</sup>term@term-pb.ru

**Abstract.** The authors of the article studied a large array of the data, obtained during primary laboratory studies of low-permeable core samples from the Priobskoye field (southern part). The volume of the initial sampling is 522 samples taken from 36 wells, 486 samples remained after acceptance criterion.

It is shown that the primary experimental "points" plotted on the graphs are characterized by a significant scatter ( $R^2 < 0,4$ ), therefore, in practice it is recommended to use the new "generalized" (averaged) dependences of the type  $K_{\text{vyt}} = f(\ln K_{\text{pr}})$ ;  $K_{\text{vyt}} = f(\ln K_{\text{pr}})$ ;  $K_{\text{on}} = f(K_{\text{pr}})$ . For practical calculations, in order to increase the reliability of determining  $K_{\text{vyt}}$  (namely, leveling of rebounds due to the "instability" of determining  $K_{\text{pr}}$  and  $K_{\text{on}}$ ), it is recommended to evaluate these parameters by all the methods indicated in the article, and then to average the obtained data (for each of the ten permeability intervals) with conclusion on these points of the final correlation dependence.

Application of dependence  $K_{\text{выт}} = 0,031K_{\text{пр}} + 0,434$ , which was used earlier in the calculation of reserves in 2009 for the productive formations AC<sub>9</sub>–AC<sub>12</sub> of the Priobskoe field (with  $K_{\text{пр}} = 1...10$  мД), is not recommended in the future, as it leads to a sharp overestimation of  $K_{\text{выт}}$ : in the range of 1,0...2,5 мД – by 91...47 % rel.; 2,5...5,0 мД – by 47...25 % rel.; 5...10 мД – by 25...15 % rel. When a certain "critical" value  $K_{\text{пр}}$  is established, below which the effect of fluid filtration non-linearity begins to manifest itself in the formations, this factor is not explicitly traced on the obtained dependence  $K_{\text{выт}} = f(K_{\text{пр}})$ .

**Keywords:** Priobskoye field, low-permeable reservoirs, laboratory core tests, porosity, permeability, coefficients of initial and residual oil saturation, oil-water displacement ratio, recommended empirical relationships

**For citation:** Yanin A.N., Bikkulov M.M. "Generalized" dependences for determination of displacement factors in low-permeable (up to 10 мД) formations of the Priobskoye field // Oilfield engineering. 2022;6(642):20–30. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-20-30

**Цель статьи:** на основе статистической обработки результатов потоковых исследований на низкопроницаемых образцах керна получить усреднённые зависимости для определения коэффициента вытеснения нефти водой.

**Объекты исследования:** пласты AC<sub>9</sub>, AC<sub>10</sub>, AC<sub>11</sub>, AC<sub>12</sub> Приобского месторождения (южная часть), разрабатываемого ООО "Газпромнефть-Хантос".

**Массив изученных данных:** результаты лабораторного определения  $K_{\text{выт}}$  на 486 образцах керна, имеющих абсолютную проницаемость от 0,6 до 10 мД. Исследования проведены ООО "Нефтеком" с 2009 по 2013 г. Обобщение выполнено в 2016 г., но его результаты не публиковались. Вначале (до процедуры отбраковки) общая выборка состояла из 522 образцов керна, после отбраковки аномальных ("нехарактерных") данных их осталось 486.

Изученный в лаборатории керн отобран в пределах Приобского месторождения (южная часть) из 36 скважин № 610р, 611р, 617, 11221, 13055, 13180, 13946, 15448, 15466, 15569, 16452, 16486, 16608, 17592, 17627, 17629, 17696, 17928, 18188, 18230, 19460, 19992, 20440, 20658, 23313, 23444, 24133, 26179, 26495, 30550, 30635, 30916, 30956, 35024, 35984, 36352.

По площади южной части Приобского месторождения скважины (с отбором керна) распределены достаточно равномерно (рис. 1).

Исследуемый керн отбирался из: пласта AC<sub>9</sub><sup>2</sup>; горизонта AC<sub>10</sub> (пласты AC<sub>10</sub><sup>0-3</sup>; AC<sub>10</sub><sup>1</sup>; AC<sub>10</sub><sup>1-1</sup>; AC<sub>10</sub><sup>1-3</sup>; AC<sub>10</sub><sup>2</sup>; AC<sub>10</sub><sup>4</sup>); AC<sub>11</sub><sup>2</sup>; горизонта AC<sub>12</sub> (пласты AC<sub>12</sub><sup>1</sup>; AC<sub>12</sub><sup>2-1</sup>; AC<sub>12</sub><sup>2-2-3</sup>; AC<sub>12</sub><sup>3-5</sup>).

Подробная характеристика геологического строения залежей и результаты разработки уникального Приобского нефтяного месторождения (южная часть) приведены в монографии 2015 г. [1].

Для оценки коэффициента вытеснения  $K_{\text{выт}}$  нефти водой по низкопроницаемым пластам Приобского месторождения авторы статьи использовали следующие виды зависимостей:

1.  $K_{\text{выт}}$  от начальной нефтенасыщенности  $K_{\text{он}}$ .
2.  $K_{\text{выт}}$  от проницаемости образцов керна  $K_{\text{пр}}$ , мД.
3.  $K_{\text{выт}}$  от пористости образцов керна  $m$ , доли ед.
4.  $K_{\text{выт}}$  от комплексного параметра  $(K_{\text{пр}}/m)^{1/2}$ .
5. Остаточной нефтенасыщенности  $K_{\text{он}}$  от начальной нефтенасыщенности  $K_{\text{он}}$ .

6.  $K_{\text{он}}$  от проницаемости  $K_{\text{пр}}$ , мД, образцов керна.
7. "Объёмной" остаточной нефтенасыщенности  $m \cdot K_{\text{он}}$  от "объёмной" начальной нефтенасыщенности  $m \cdot K_{\text{он}}$  образцов керна.
8. Остаточной нефти  $K_{\text{он}}$  от комплексного параметра  $(K_{\text{пр}}/m)^{1/2}$ .

По результатам обработки выбраны наиболее достоверные зависимости, позволяющие оценить  $K_{\text{выт}}$  и  $K_{\text{он}}$  (при  $K_{\text{пр}} < 10$  мД) на Приобском месторождении.

### 1. Изучение взаимосвязей фильтрационно-емкостных параметров

Исследование выполнялось в несколько этапов. Вначале по выборке, состоящей из 486 образцов керна, получены некие общие корреляции геологических параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС –  $K_{\text{он}}$ ) и построены графики зависимости (рис. 2):

- логарифма проницаемости  $\lg K_{\text{пр}}$  – от пористости  $m$ ;
- начальной нефтенасыщенности  $K_{\text{он}}$  – от пористости  $m$ ;
- начальной нефтенасыщенности  $K_{\text{он}}$  – от абсолютной проницаемости  $K_{\text{пр}}$ .

Из рис. 2 видно, что прямое сопоставление ФЕС и  $K_{\text{он}}$  указывает на огромный разброс "точек" на графиках. Например, при фиксированной пористости 17 % нефтенасыщенность изменяется в широком диапазоне от 35 до 55 %; при проницаемости 2 мД нефтенасыщенность варьируется от 37 до 50 %; при пористости 17,7 % проницаемость изменяется от 1 до 10 мД. Причины такого значительного разброса могут носить как естественный, природный, так и искусственный характер.

Если осреднить величины ( $y$ ) по интервалам величины ( $x$ ) на рис. 2, то (по "усреднённым" точкам) для образцов керна получим следующие зависимости ФЕС и  $K_{\text{он}}$ :

$$\bullet \lg K_{\text{пр}} = 3752,203m^3 - 2095,228m^2 + 401,656m - 25,794, R^2 = 0,995; \quad (1)$$

$$\bullet K_{\text{он}} = 2,816m - 0,047, R^2 = 0,951; \quad (2)$$

$$\bullet K_{\text{он}} = 0,079 \ln(K_{\text{пр}}) + 0,374, R^2 = 0,927. \quad (3)$$

Таким образом, зависимости, полученные способом "усреднения" исходных величин, вполне логично и закономерно отражают тенденции в изменении взаимосвязей коэффициентов пористости, проницаемо-

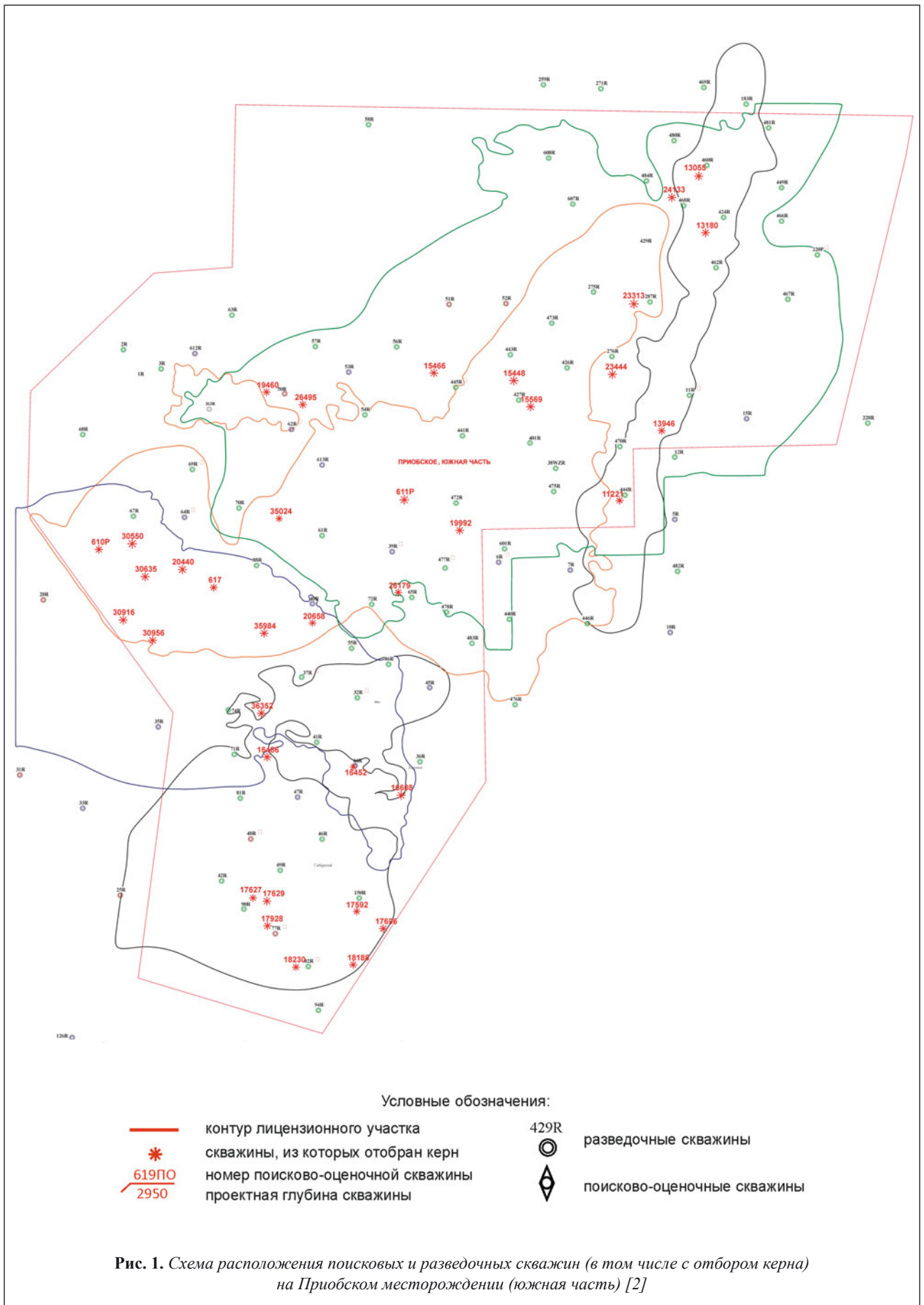
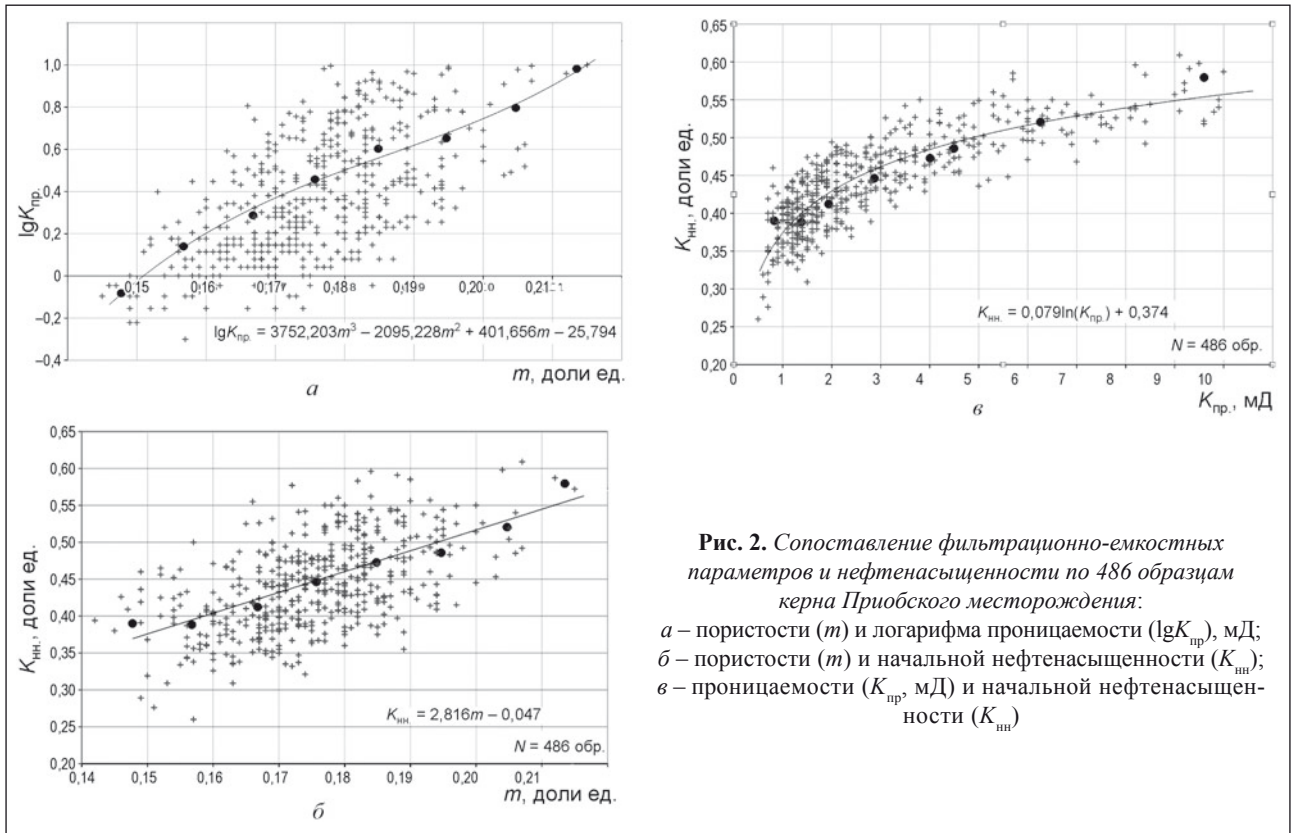


Рис. 1. Схема расположения поисковых и разведочных скважин (в том числе с отбором керна) на Приобском месторождении (южная часть) [2]



**Рис. 2.** Сопоставление фильтрационно-емкостных параметров и нефтенасыщенности по 486 образцам ядра Приобского месторождения:  
 а – пористости ( $m$ ) и логарифма проницаемости ( $lgK_{пр}$ ), мД;  
 б – пористости ( $m$ ) и начальной нефтенасыщенности ( $K_{ни}$ );  
 в – проницаемости ( $K_{пр}$ , мД) и начальной нефтенасыщенности ( $K_{ни}$ )

сти и начальной нефтенасыщенности образцов ядра (см. рис. 2).

**2. Обработка массива данных о первичных определениях  $K_{выт}$  и  $K_{он}$  по 486 образцам ядра Приобского месторождения**

Представим на соответствующих графиках зависимости общеизвестных параметров нефтевытеснения по первичным данным исследования 486 образцов ядра, полученные результаты приведены на рис. 3, 4.

После обработки массива "точечных" данных потоковых исследований 486 образцов выведены первичные приближённые зависимости параметров нефтевытеснения ( $K_{выт}$  и  $K_{он}$ ) от ФЕС и  $K_{ни}$  ядра (табл. 1).

Из табл. 1 видно, что если рассматривать всю первичную выборку ядра (486 образцов), то наибольший коэффициент детерминации  $R^2$  параметров нефтевытеснения имеют зависимости:  $K_{выт} = f(K_{ни})$  с  $R^2 = 0,7528$ ; и  $mK_{он} = f(mK_{ни})$  с  $R^2 = 0,6280$ . Прочие зависимости имеют очень низкий  $R^2$  – от 0,24 до 0,45, что делает их непригодными для практического применения.

Далее было выполнено арифметическое осреднение значений параметров ФЕС и  $K_{ни}$ , а также показателей вытеснения нефти водой по 10 выделенным интервалам изменения абсолютной проницаемости образцов ядра.

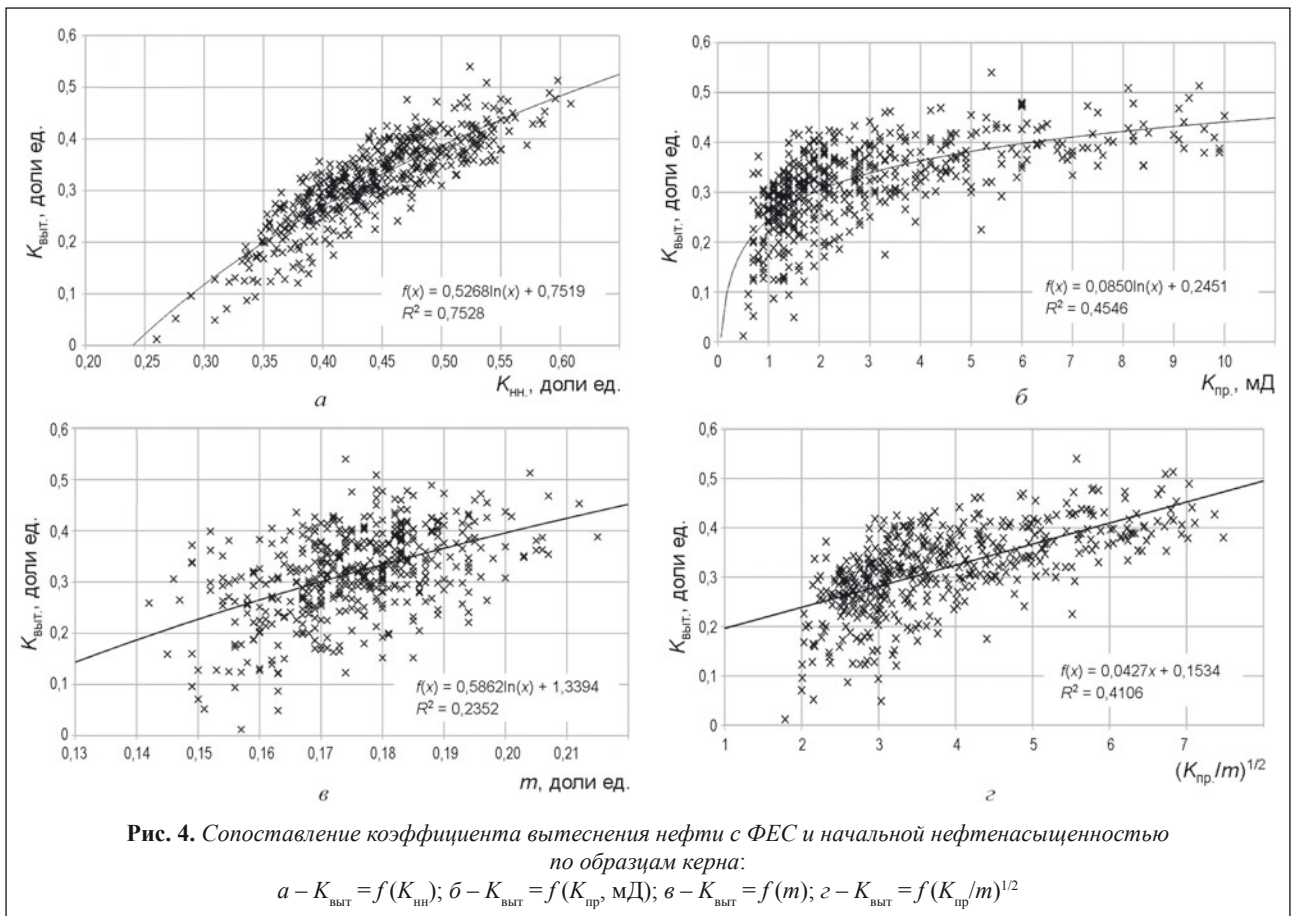
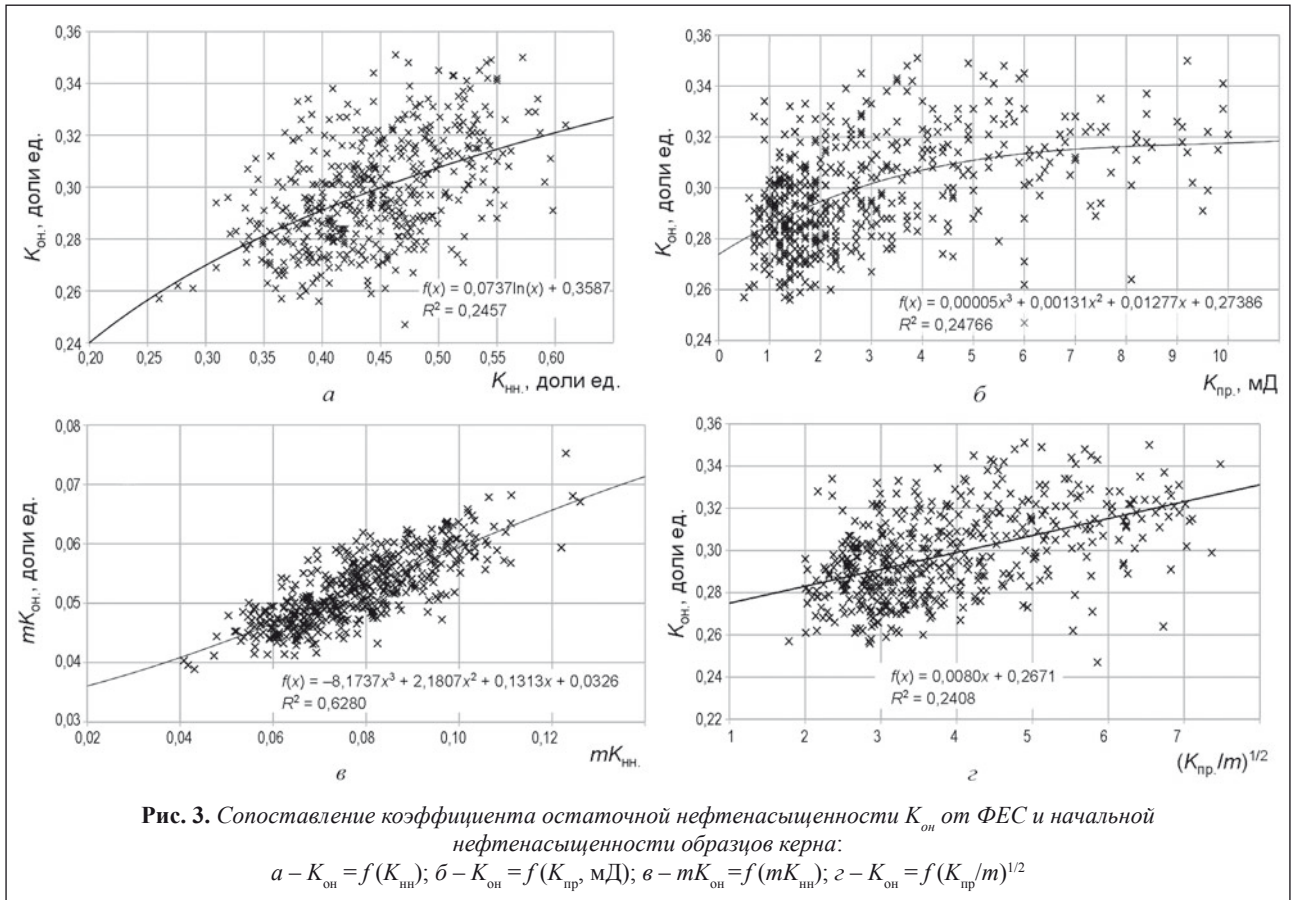
Из табл. 2 видно, что 180 образцов, или 37 %, приходится на интервал с очень низкой проницаемостью (1...2 мД); 94 образца, или 18 % – на интервал с проницаемостью 2...3 мД, всего – 274 образца, или 55 %.

Таблица 1

**Зависимости  $K_{выт}$  и  $K_{он}$  от ФЕС и  $K_{ни}$  Приобского месторождения по всей совокупной выборке (без осреднения по интервалам)**

Определяемый параметр	Аналитическая зависимость	$R^2$ , доли ед.
Коэффициент вытеснения нефти от нефтенасыщенности	$K_{выт} = 0,5268ln K_{ни} + 0,7519$	0,7528
Коэффициент остаточной "объёмной" нефтенасыщенности от "объёмной" начальной нефтенасыщенности	$K_{он} = -8,1737m^2 + 2,1807m + 0,1313 + 0,0326/m$	0,6280
Коэффициент вытеснения нефти от проницаемости	$K_{выт} = 0,0850ln K_{пр} + 0,2451$	0,4546
Коэффициент вытеснения нефти от параметра $(K_{пр}/m)^{1/2}$	$K_{выт} = 0,0427(K_{пр}/m)^{1/2} + 0,1534$	0,4106
Коэффициент вытеснения нефти от пористости	$K_{выт} = 0,5862ln m + 1,3394$	0,2352
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности от проницаемости	$K_{он} = 0,00005K_{пр}^3 - 0,00131K_{пр}^2 + 0,01277K_{пр} + 0,2739$	0,2477
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности	$K_{он} = 0,0737ln K_{ни} + 0,3587$	0,2457





Сопоставление усреднённых значений проницаемости образцов керна и параметров вытеснения нефти водой по Приобскому месторождению

Проницаемость $K_{пр}$ , мД	Средние значения параметров								Количество образцов керна	
	$K_{выт}$ , доли ед.	$K_{пр}$ , мД	$m$ , доли ед.	$K_{ин}$ , доли ед.	$K_{он}$ , доли ед.	$mK_{ин}$ , доли ед.	$mK_{он}$ , доли ед.	$\sqrt{\frac{K}{m}}$	шт.	%
< 1	0,217	0,85	0,161	0,370	0,287	0,060	0,046	2,285	46	9,5
1...2	0,283	1,50	0,171	0,406	0,289	0,069	0,049	2,948	180	37
2...3	0,324	2,49	0,178	0,443	0,298	0,079	0,053	3,735	94	19,3
3...4	0,349	3,50	0,180	0,473	0,307	0,085	0,055	4,414	53	10,9
4...5	0,370	4,56	0,182	0,493	0,310	0,090	0,057	5,000	38	7,8
5...6	0,399	5,64	0,180	0,518	0,314	0,093	0,057	5,595	25	5,1
6...7	0,392	6,57	0,185	0,517	0,313	0,096	0,058	5,964	18	3,7
7...8	0,405	7,48	0,186	0,525	0,312	0,098	0,058	6,335	10	2,1
8...9	0,421	8,35	0,188	0,544	0,314	0,102	0,059	6,661	10	2,1
9...10	0,428	9,52	0,196	0,560	0,319	0,110	0,062	6,984	12	2,5
В среднем по выборке	0,359	5,04	0,181	0,485	0,306	0,088	0,055	4,992	486	100

В целом диапазоны изменения исходных параметров ФЕС и  $K_{ин}$  по совокупности исследованных 486 образцов керна были следующими: коэффициент пористости  $m$  – от 0,143 до 0,216; проницаемость  $K_{пр}$  – от 0,6 до 10 мД; коэффициент нефтенасыщенности  $K_{ин}$  – от 0,26 до 0,609.

После обработки данных было получено (см. табл. 2), что средние (по интервалам проницаемости) значения параметров ФЕС и  $K_{ин}$  изменяются в следующих пределах: коэффициент пористости – от 0,161 до 0,196; проницаемость – от 0,85 до 9,52 мД; коэффициент нефтенасыщенности  $K_{ин}$  – от 0,37 до 0,56; остаточная нефтенасыщенность  $K_{он}$  – от 0,287 до 0,319; вытеснение нефти водой  $K_{выт}$  – от 0,217 до 0,428.

Среднеарифметические значения параметров по суммарной выборке из 486 образцов исследованного керна (в диапазоне проницаемости от ~1 до 10 мД) составили: пористость – 18,1 %; проницаемость – 5 мД; нефтенасыщенность начальная – 48,5 %, остаточная – 30,6 %; коэффициент вытеснения – 0,359.

Значения параметров, полученные в ходе массовых прямых лабораторных исследований, выглядят достаточно "пессимистично" по сравнению с параметрами нефтевытеснения, ранее утвержденными ЦКР Роснедр по УВС в технологической схеме разработки Приобского месторождения 2016 г.:  $K_{выт} = 0,503$  при  $K_{ин} = 0,637$  и  $K_{он} = 0,317$ . Отсюда можно сделать весьма важный вывод о том, что ранее утвержденный  $K_{выт} = 0,503$  был превышен в 1,4 раза по сравнению с полученным на большом фактическом материале авторами данной статьи – 0,359.

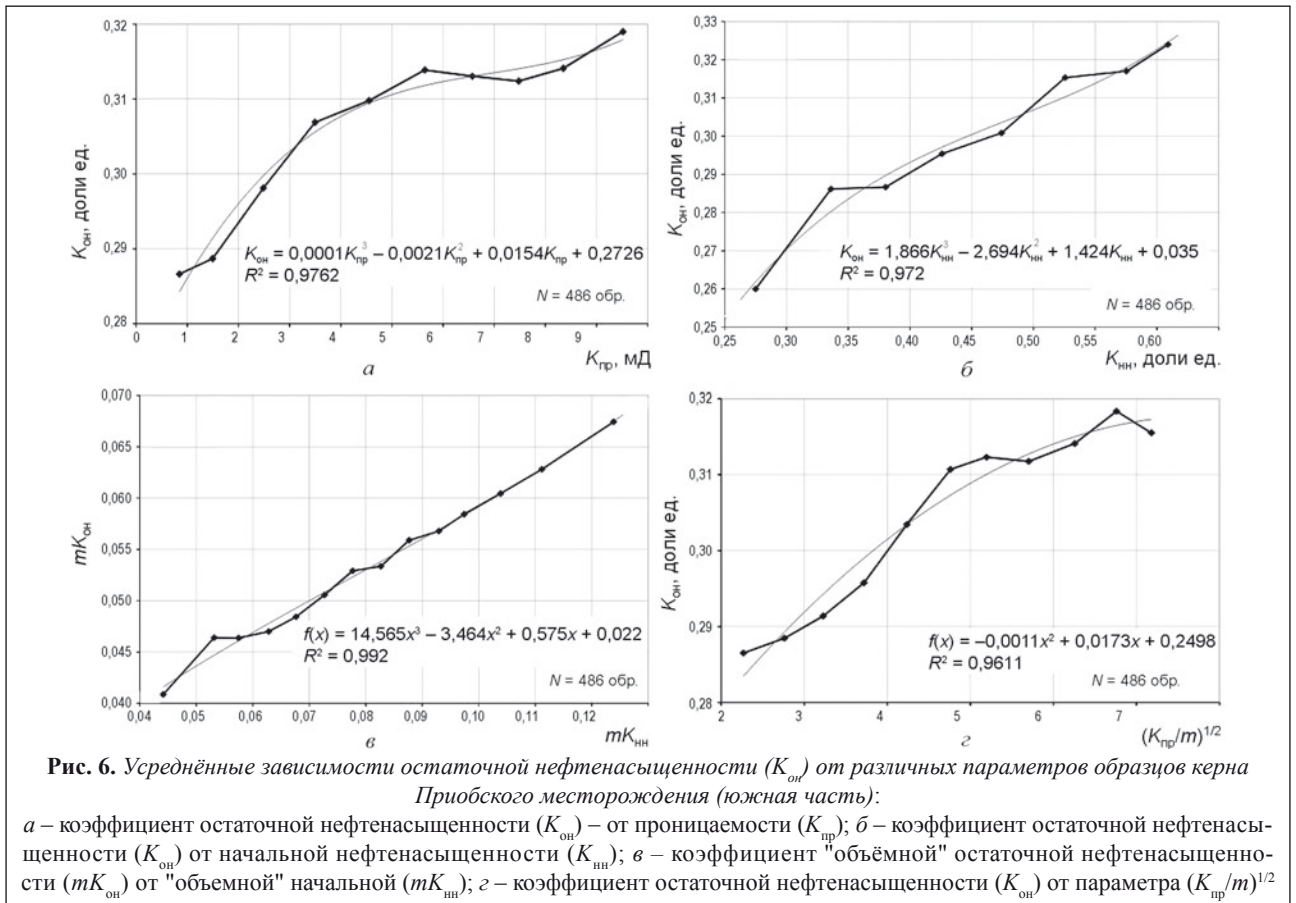
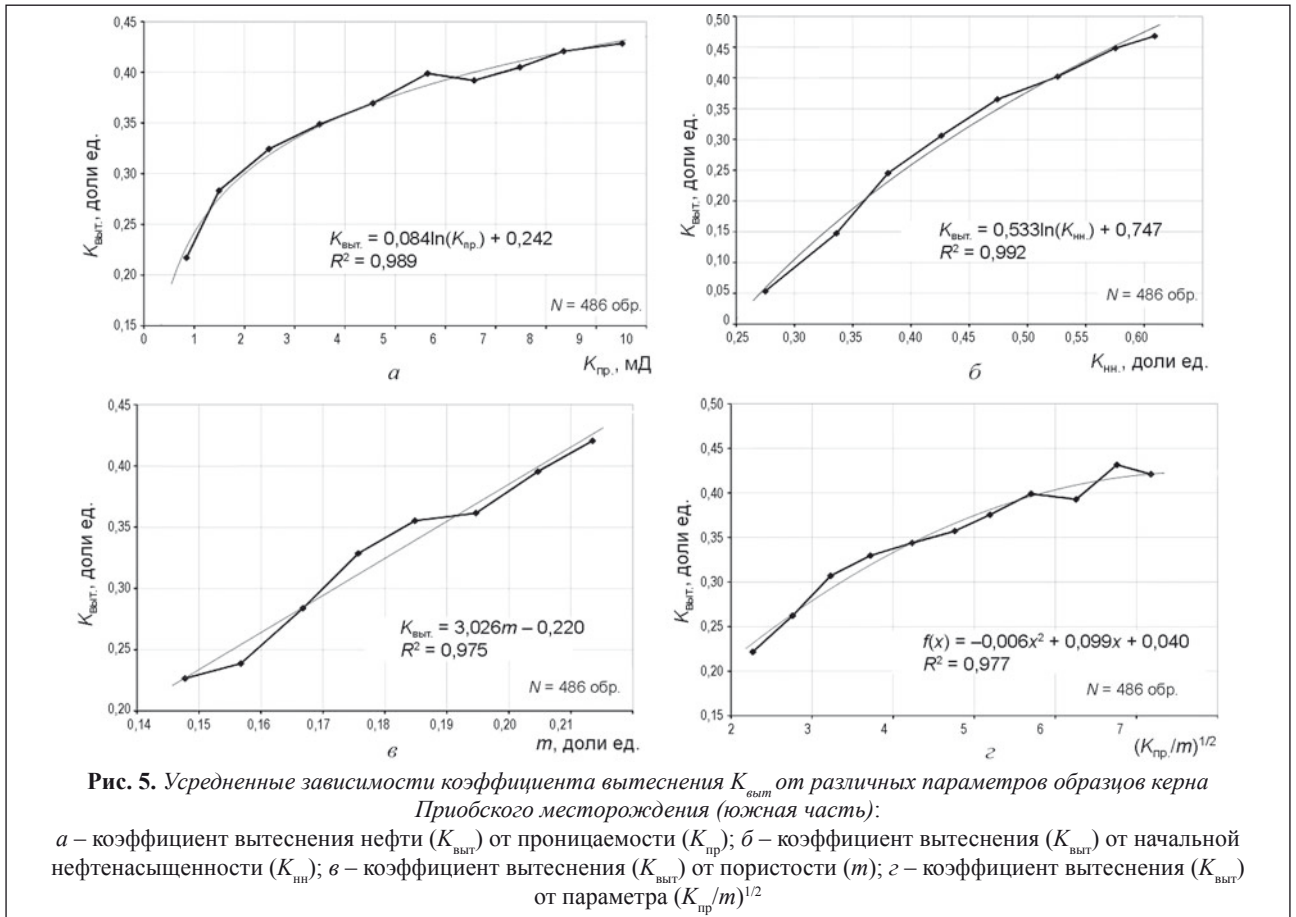
### 3. "Обобщённые" зависимости параметров нефтевытеснения, полученные по средним ("поинтервальным") точкам

Далее, на основе усреднённых по интервалам значений  $K_{пр}$  были получены "обобщённые" аналитические зависимости параметров нефтевытеснения  $K_{выт}$  и  $K_{он}$  от фильтрационно-емкостных свойств и начальной неф-

Таблица 3

"Обобщённые" (по "средним точкам") зависимости для определения  $K_{выт}$  по пластам Приобского месторождения в интервале  $K_{пр} = 0,6...10$  мД

Параметры	Аналитическая зависимость	$R^2$ , доли ед.
Коэффициент вытеснения от нефтенасыщенности	$K_{выт} = 0,533 \ln K_{ин} + 0,747$	0,992
Коэффициент вытеснения от проницаемости	$K_{выт} = 0,084 \ln K_{пр} + 0,242$	0,989
Коэффициент вытеснения от параметра $(K_{пр}/m)^{1/2}$	$K_{выт} = -0,006 \left( \frac{K_{пр}}{m} \right) + 0,099 \sqrt{\frac{K_{пр}}{m}} + 0,040$	0,977
Коэффициент вытеснения от пористости	$K_{выт} = 3,026m - 0,220$	0,975
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности от "объемной" начальной	$K_{он} = 14,565 (m^2 \cdot K_{ин}^3) - 3,464 (m \cdot K_{ин}^2) + 0,575K_{ин} + \frac{0,022}{m}$	0,992
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности от проницаемости	$K_{он} = 0,0001K_{пр}^3 - 0,0021K_{пр}^2 + 0,0154K_{пр} + 0,2726$	0,9762
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности	$K_{он} = 1,866K_{ин}^3 - 2,694K_{ин}^2 + 1,424K_{ин} + 0,035$	0,972



тенасыщенности образцов керн  $K_{\text{нн}}$  (табл. 3, рис. 5, 6). Как наиболее устойчивые и достоверные эти зависимости рекомендуются для практического использования при проницаемости образцов керн Приобского месторождения до 10 мД.

Таким образом, было установлено, что наибольшие коэффициенты детерминации  $R^2$  из числа рассмотренных имеют следующие усредненные зависимости:

а) для коэффициента вытеснения  $K_{\text{выт}}$ :

$$K_{\text{выт}} \text{ от } K_{\text{нн}} - 0,992; K_{\text{выт}} \text{ от } K_{\text{пр}} - 0,989;$$

$$K_{\text{выт}} \text{ от } (K_{\text{пр}}/m)^{1/2} - 0,977;$$

б) для остаточной нефтенасыщенности  $K_{\text{он}}$ :

$$K_{\text{он}} \text{ от } mK_{\text{нн}} - 0,992; K_{\text{он}} \text{ от } K_{\text{пр}} - 0,976;$$

$$K_{\text{он}} \text{ от } K_{\text{нн}} - 0,972.$$

#### 4. Сопоставление $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{он}}$ , определенных по предложенным авторами "обобщенным" зависимостям и рассчитанных другими способами

Обратимся к вопросу о достоверности расчетов по некоторым известным (из литературных источников) методикам, позволяющим определить  $K_{\text{выт}}$  или  $K_{\text{он}}$ :

1) зависимость ООО "РН-УфаНИПИнефть", заимствованная из подсчета запасов нефти по Приобскому месторождению, утвержденному ГКЗ в 2009 г. [3]

$$K_{\text{выт}} = 0,031 \ln K_{\text{пр}} + 0,434; \quad (4)$$

2) в обзоре В.П. Сонича и др., 1997 г. [4], а также в работе Ю.Е. Батурина, 2011 г. [5] для оценки  $K_{\text{он}}$  низкопроницаемых ачимовских отложений (пласты Б<sub>18-22</sub>) получена следующая зависимость:

$$K_{\text{он}} = 0,375K_{\text{нн}} + 7,5, \quad \text{где } K_{\text{он}} \text{ и } K_{\text{нн}} - \text{в } \%; \quad (5)$$

3) в работе 2014 г. [6] построена "обобщенная" для НПК ( $K_{\text{пр}} < 10$  мД) зависимость, выведенная с учетом использования средних величин  $K_{\text{выт}}$  по 30 пластам нефтяных месторождений Западной Сибири, взятых из проектов разработки, согласованных ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС

$$K_{\text{выт}} = 0,4767K_{\text{нн}} + 0,1802; \quad (6)$$

4) в работе 2020 г. [7] получены "обобщенные" зависимости, основанные на обработке фактических данных о нефтевытеснении на керне "ультранизкопроницаемых" коллекторов (УНПК) Приобского месторождения (юг), имеющих проницаемость строго менее 1 мД

$$K_{\text{выт}} = 0,3021 \ln K_{\text{пр}} + 0,2841; \quad (7)$$

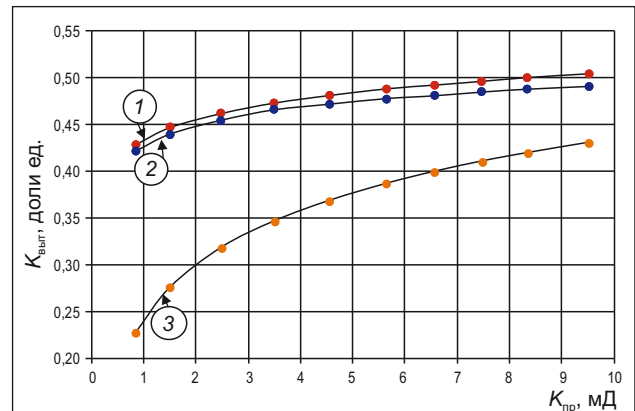
$$K_{\text{выт}} = 1,1037 \ln K_{\text{нн}} + 1,3076. \quad (8)$$

Анализ методик [3, 4, 6, 7] (табл. 4) показал, что расчеты ни по одной из них не обеспечивают приемлемого совпадения с величинами  $K_{\text{выт}}$ , экспериментально установленными по Приобскому месторождению. Исключение: формулы (10) и (11) из работы [7], справедливость которых соблюдается, но только для условий УНПК, причём строго в интервале  $K_{\text{пр}}$  от 0,6 до 1 мД.

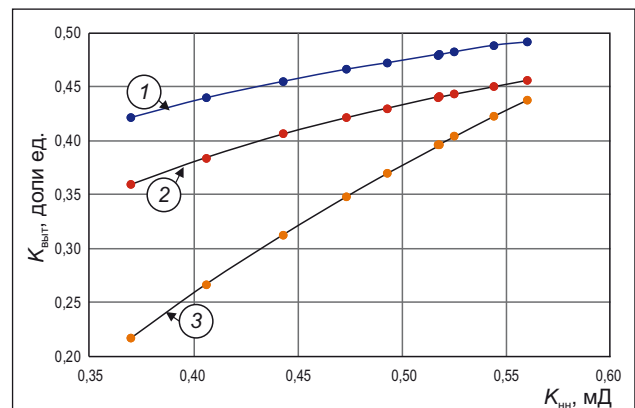
Из табл. 4 следует, что применение известных расчётных методик в условиях пластов Приобского месторождения (в интервале  $K_{\text{пр}}$  от 0,6 до 10 мД) сильно завышает коэффициент вытеснения по сравнению с величинами  $K_{\text{выт}}$ , полученными авторами после обработки большого массива фактических экспериментальных данных:

- по алгоритму из работы [3] – на 16...91 %;
- по алгоритму из работы [4] – на 13...88 %;
- по алгоритмам из работы [7] – на 4...59 %.

При этом указанные отклонения выходят далеко за пределы допустимой погрешности определения  $K_{\text{выт}}$  в лабораторных условиях ( $\pm 0,05$ ), установленные стандартом [8]. В связи с отмеченным, в коллекторах Приобского месторождения, имеющих  $K_{\text{пр}} = 1...10$  мД, ранее опубликованные зависимости [3-5] для расчетов  $K_{\text{выт}}$  явно непригодны. Для этой цели рекомендуется использовать алгоритмы, вновь полученные авторами и приведенные в настоящей статье.



**Рис. 7.** Сопоставление проницаемости ( $K_{\text{пр}}$ ) и коэффициентов вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ) для пластов Приобского месторождения, определенных различными методами: 1 – подсчет запасов 2009 г. [3]; 2 – по зависимости В.П. Сонича и др., 1997 г. [4]; 3 – предлагаемый авторами статьи, 2022 г. (обработка фактических данных)



**Рис. 8.** Сопоставление нефтенасыщенности ( $K_{\text{нн}}$ ) коэффициентов вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ) для пластов Приобского месторождения, определенных различными методами: 1 – по зависимости В.П. Сонича и др., 1997 г. [4]; 2 – в работе М.А. Черевко, А.Н. Янина и др., 2014 г. [6]; 3 – предлагаемый авторами статьи, 2022 г.



Сравнение  $K_{\text{выг}}$  по зависимостям, полученным авторами, и по различным методикам для пластов АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения (южная часть) при проницаемости  $K_{\text{пр}} < 10$  мД

№ п/п	Источник, год	Номер зависимости	Вид зависимости $K_{\text{выг}}$ и $K_{\text{от}}$ : – от проницаемости образцов; – от нефтенасыщенности образцов	Средние значения	Коэффициент вытеснения (при фиксированных $m$ , $K_{\text{пр}}$ и $K_{\text{от}}$ ), доли ед.										
					$m$	0,161	0,171	0,178	0,180	0,182	0,180	0,185	0,186	0,188	0,196
1	Предлагается авторами статьи, 2022 г.	1	$K_{\text{выг}} = 0,533 \ln K_{\text{от}} + 0,747$	$K_{\text{пр}}, \text{ мД}$	0,85	1,50	2,49	3,50	4,56	5,64	6,57	7,48	8,35	9,52	
		2	$K_{\text{выг}} = 0,084 \ln K_{\text{пр}} + 0,242$	$K_{\text{от}}$	0,370	0,406	0,443	0,473	0,493	0,518	0,517	0,525	0,544	0,560	
		3	$K_{\text{от}} = 0,0001 K_{\text{пр}}^3 - 0,0021 K_{\text{пр}}^2 + 0,0154 K_{\text{пр}} + 0,2726$		0,217	0,267	0,313	0,348	0,370	0,396	0,396	0,404	0,423	0,438	
		4	$K_{\text{от}} = 14,565 (m^2 K_{\text{пр}}^3) - 3,464 (m K_{\text{пр}}^2) + 0,575 K_{\text{пр}} + \frac{0,022}{m}$		0,228	0,276	0,319	0,347	0,369	0,387	0,400	0,411	0,420	0,431	
2	Подсчёт запасов, 2009 г. [3]	5	Средняя величина ( $K_{\text{от}}$ ) по 4 зависимостям	0,232	0,291	0,300	0,355	0,374	0,400	0,398	0,405	0,425	0,437		
		6	$K_{\text{выг}} = 0,031 \ln K_{\text{пр}} + 0,434$		0,223	0,276	0,324	0,359	0,380	0,403	0,400	0,409	0,425	0,437	
3	В.П. Сонич и др., 1997 г. [4]	7	$K_{\text{выг}}$ при $K_{\text{от}} = 0,375 K_{\text{пр}} + 7,5$ , где $K_{\text{от}}$ и $K_{\text{пр}}$ – в %	Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	0,225	0,278	0,314	0,352	0,373	0,396	0,399	0,407	0,423	0,436	
				Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	0,429	0,447	0,462	0,473	0,481	0,488	0,492	0,496	0,500	0,504	+16 %
4	М.А. Черевко, А.Н. Янин и др., 2014 г. [6]	8	$K_{\text{выг}} = 0,4767 K_{\text{от}} + 0,1802$	Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	+91 %	+61 %	+47 %	+34 %	+29 %	+23 %	+23 %	+22 %	+18 %	+16 %	
				Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	0,422	0,440	0,455	0,466	0,472	0,480	0,479	0,482	0,488	0,491	+13 %
5	А.Н. Янин, А.Г. Крейнин, 2020 г. [7]	9	$K_{\text{от}} = 0,3558 K_{\text{пр}} + 0,1055$	Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	+88 %	+58 %	+45 %	+32 %	+27 %	+21 %	+20 %	+18 %	+15 %	+13 %	
				Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	0,357	0,374	0,391	0,406	0,415	0,427	0,427	0,430	0,440	0,447	+13 %
5	А.Н. Янин, А.Г. Крейнин, 2020 г. [7]	10	$K_{\text{выг}} = 0,3021 \ln K_{\text{пр}} + 0,2841$ (строго – в интервале $K_{\text{пр}} \leq 1 \text{ мД}$ )	Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	0,358	0,379	0,398	0,414	0,422	0,434	0,434	0,436	0,445	0,451	
				Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	+59 %	+36 %	+27 %	+17 %	+13 %	+9,6 %	+8,6 %	+7,2 %	+5,2 %	+3,6 %	+3,6 %
				Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	0,235	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Отклонение от средней (по п. 1) – строка 5, %	+4,4 %										

Далее обратимся к явлению "нелинейной" фильтрации в слабопроницаемых коллекторах. Согласно работе 2013 г. [9], при вытеснении нефти из УНПК Приобского месторождения (северная часть) обнаружена зависимость начального градиента давления от проницаемости пластов. При этом нижняя граница начала проявления эффекта "нелинейной" фильтрации в работе [9] определена на уровне 2,5 мД. Согласно данным работы [10], граничное значение проницаемости, ниже которого не действуют законы "классической гидродинамики", примерно в 2 раза выше – 4...5 мД.

*Возникает вопрос:* как проявляется эффект возникновения "нелинейной" фильтрации для коллекторов Приобского месторождения (южная часть) на графике зависимости  $K_{\text{выт}} = f(K_{\text{пр}}, \text{мД})$ ?

Анализ конфигурации графиков, приведенных на рис. 4, б, 5, а и 7, показывает, что резко выраженно "излома" фактической кривой  $K_{\text{выт}} = f(K_{\text{пр}}, \text{мД})$  не наблюдается, причём ни при  $K_{\text{пр}} = 4...5$  мД, ни при  $K_{\text{пр}} = 2...3$  мД, ни при  $K_{\text{пр}} = 1...2$  мД. Можно предположить, что  $K_{\text{выт}}$  закономерно (плавно) уменьшается в соответствии со снижением "абсолютной проницаемости" (и соответственно начальной нефтенасыщенности) образцов керн. В связи с данным обстоятельством предполагаемые "нелинейные" процессы в "сверхнизкопроницаемых" пластах требуют дальнейшего углубленного теоретического и экспериментального исследования. Это позволит более обоснованно осуществлять добычу трудноизвлекаемой нефти в условиях УНПК западносибирских месторождений.

### Выводы

1. Авторами изучен большой массив данных первичных лабораторных исследований низкопроницаемых (~1...10 мД) образцов керн Приобского месторождения (южная часть). Начальная выборка состояла из 522 образцов керн, отобранных из 36 скважин, после отбраковки осталось 486 образцов.

2. Показано, что нанесенные на графики первичные экспериментальные "точки" характеризуются значительным разбросом ( $R^2 < 0,4$ ). В связи с этим на практике рекомендуется использовать вновь полученные авторами "обобщенные" (усредненные) зависимости типа  $K_{\text{выт}} = f(\ln K_{\text{нн}})$ ;  $K_{\text{выт}} = f(\ln K_{\text{пр}})$ ;  $K_{\text{он}} = f(K_{\text{нн}})$ ;  $K_{\text{он}} = f(K_{\text{пр}})$ .

3. Возможно, с целью повышения достоверности определения (а именно, нивелирования отскоков из-за "неустойчивости" определения параметров  $K_{\text{пр}}$  и  $K_{\text{нн}}$ ),  $K_{\text{выт}}$  следует оценить всеми (см. п. 2) способами, затем осреднить полученные данные (по каждому интервалу проницаемости), выведя по этим точкам "итоговую" корреляционную зависимость для  $K_{\text{выт}}$ .

4. Для продуктивных пластов АС<sub>9</sub>-АС<sub>12</sub> Приобского месторождения (южная часть) применение зависимости  $K_{\text{выт}} = 0,031 \ln K_{\text{пр}} + 0,434$ , ранее используемой в подсчете запасов 2009 г. [3] при проницаемости  $K_{\text{пр}} = 1...10$  мД, не рекомендуется. Это приводит к резкому завышению  $K_{\text{выт}}$ : в интервале 1...2,5 мД – на 91...47 %

отн.; в интервале 2,5...5,0 мД – на 47...25 % отн.; в интервале 5...10 мД – на 25...15 % отн. Применение известной методики [4, 5] также не рекомендуется.

5. "Критическая" проницаемость  $K_{\text{пр}}$ , ниже которой в слабопроницаемых пластах начинает проявляться эффект нелинейной фильтрации жидкости, в явном виде на графике зависимости  $K_{\text{выт}} = f(K_{\text{пр}})$ , построенной для образцов керн Приобского месторождения (южная часть), не обнаружена.

### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень, 2015. – 265 с.
2. Комбинированный проект на разведку залежей углеводородного сырья и поиск новых нефтеносных залежей в границах южной части Приобского месторождения ООО "Газпромнефть-Хантос". – Тюмень: ООО "ПБ "ТЭРМ", 2019.
3. Подсчет запасов нефти и растворённого газа Приобского месторождения. – Уфа: ООО "РН-УфаниПИИнефть". Утв. ГКЗ 19.08.2009.
4. Новые данные изучения полноты вытеснения нефти водой / В.П. Сонич, С.Л. Барков, М.Ф. Печёркин, Г.А. Малышев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 33 с.
5. Батурин Ю.Е. К вопросу обоснования КИН при подсчете запасов и проектировании разработки нефтегазовых месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 1. – С. 2–6.
6. Янин А.Н., Черевко М.А., Паровинчак К.М. Оценка коэффициентов вытеснения нефти водой для особо низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2014. – № 4. – С. 60–65.
7. Янин А.Н., Крейнин А.Г. О коэффициенте вытеснения нефти водой для "ультранизкопроницаемых" (менее 1 мД) терригенных коллекторов Западной Сибири (на примере Приобского месторождения) // Недропользование XXI век. – 2020. – № 3. – С. 60–69.
8. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 15 с.
9. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керн Приобского месторождения / В.А. Байков и др. // Науч.-техн. вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2013. – № 2. – С. 8–12.
10. К вопросу изучения процесса фильтрации в низкопроницаемых коллекторах / И.В. Шпуров [и др.] // Нефть. хозяйство. – 2021. – № 9. – С. 46–50.

### REFERENCES

1. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri gorizontallynymi skvazhinami s mnogostadiynymi gidrorazryvami plasta. – Tyumen', 2015. – 265 s.
2. Kombinirovannyi proyekt na razvedku zalezhey uglevodornogo syr'ya i poisk novykh neftenosnykh zalezhey v granitsakh yuzhnoy chasti Priobskogo mesto-rozhdeniya ООО "Gazpromneft'-Kantos". – Tyumen': ООО "PB "TERM", 2019.

3. Podschet zapasov nefiti i rastvorennogo gaza Priobskogo mestorozhdeniya. – Ufa: OOO "RN-UfaNIPIneft". Utv. GKZ 19.08.2009.
4. Novye dannye izucheniya polnoty vytesneniya nefiti vodoy / V.P. Sonich, S.L. Barkov, M.F. Pecherkin, G.A. Malyshev. – M.: VNIOENG, 1997. – 33 s.
5. Baturin Yu.E. K voprosu obosnovaniya KIN pri podschete zapasov i proektirovaniy razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy // Vestnik TsKR Rosnedra. – 2011. – № 1. – S. 2–6.
6. Yanin A.N., Cherevko M.A., Parovinchak K.M. Otsenka koef-fitsientov vytesneniya nefiti vodoy dlya osobo nizkopronitsaemykh plastov mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri // Izv. vuzov. Neft' i gaz. – 2014. – № 4. – S. 60–65.
7. Yanin A.N., Kreynin A.G. O koefitsiente vytesneniya nefiti

- vodoy dlya "ul'tranizkopronitsaemykh" (menee 1 mD) terrigen-nykh kollektorov Zapadnoy Sibiri (na primere Priobskogo mestorozhdeniya) // Nedropol'zovanie XXI vek. – 2020. – № 3. – S. 60–69.
8. OST 39 -195-86. Neft'. Metod opredeleniya koefitsienta vytesneniya nefiti vodoy v laboratornykh usloviyakh. – M.: Minnefteprom, 1986. – 15 s.
9. Nelineynaya fil'tratsiya v nizkopronitsaemykh kollektorakh. Analiz i interpretatsiya rezul'tatov laboratornykh issledovaniy kerna Priobskogo mestorozhdeniya / V.A. Baykov i dr. // Nauch.-tekhn. vestnik OAO "NK "Rosneft". – 2013. – № 2. – S. 8–12.
10. K voprosu izucheniya protsessa fil'tratsii v nizkopronitsaemykh kollektorakh / I.V. Shpurov [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2021. – № 9. – S. 46–50.

Информация об авторах

Анатолий Николаевич Янин  
Марсель Минуплович Биккулов

Information about the authors

Anatoly N. Yanin  
Marsel M. Bikkulov



МОСКОВСКИЕ  
НЕФТЕГАЗОВЫЕ  
КОНФЕРЕНЦИИ

## ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



29 СЕНТЯБРЯ  
2022

### НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности. Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



27 ОКТЯБРЯ  
2022

### НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями. Награждение лучших нефтесервисных компаний. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе



28 ОКТЯБРЯ  
2022

### НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром флот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей. Награждение лучших компаний, способных поставлять продукцию/услуги для шельфа. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе

Телефоны: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru