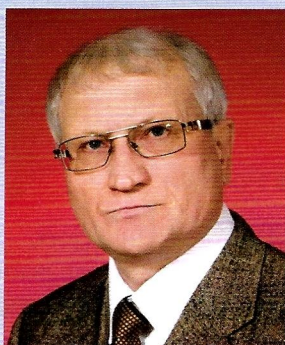




# Оценка коэффициента вытеснения нефти водой по обобщенным зависимостям (на примере пластов группы Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода)



**А.Н. ЯНИН**,  
генеральный директор  
ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»  
Term@term-pb.ru

**Основанием для написания статьи послужил анализ практики рассмотрения ряда проектных технологических документов на заседаниях ЗСТО ЦКР Роснедр по УВС в г. Тюмени (в основном, в статусе проекта пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленной разработки), когда авторы работ затруднялись объяснить происхождение представленных ими величин остаточной нефтенасыщенности ( $\alpha_{он}$ ) и коэффициента вытеснения нефти водой ( $K_{выт}$ ) по объектам проектирования.**

## ASSESSMENT OF COEFFICIENT OF WATER-OIL DISPLACEMENT AS PER SUMMARIZED DEPENDENCIES (EXAMPLE OF Ю<sub>1</sub> GROUP'S STRATA OF NIZHNEVARTOVSKY POOL ROOF)

A. YANIN, «TERM» Project bureau» LLC

Results of laboratory direct experiments on core sample to determine  $K_{дисп}$  of productive stratum are not always reliable. In this case they can't be used during creating 3D-filtration models of strata during development projecting of under-saturated oil accumulations.

**Keywords:** Ю<sub>1</sub> productive stratum, Nizhnevartovsky pool roof, coefficient of water-oil displacement, residual oil saturation, stratum parameters, porosity, permeability, oil saturation, summarized dependencies of displacement parameters, 3D-modeling

Целью статьи является получение для пластов Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода ХМАО-Югры усредненных приближенных зависимостей, позволяющих оценить (в случае отсутствия собственных исследований на керне) остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения нефти водой. Исходными данными для получения обобщенных зависимостей явились геолого-промысловые материалы, опубликованные в 2011 г. сотрудниками НАЦРН ХМАО им. В.И. Шпильмана – А.В. Оренбуркиным и И.В. Беккером [1]. Отметим, что в указанной статье какие-либо вопросы, касающиеся определения  $\alpha_{он}$  и  $K_{выт}$  – не рассматривались, т.е. содержание статьи было посвящено изучению других проблем разработки верхнеюрских отложений.

Вопросы получения неких обобщенных зависимостей  $K_{выт}$  или  $\alpha_{он}$  от параметров пластов, а также особенности применения этих зависимостей рассматривались в работах [2, 3, 4, 5, 6], как по месторождениям Западной Сибири, так и других регионов страны. Из параметров, влияющих на указанные показатели, чаще всего исследовались проницаемость, начальная водонасыщенность, вязкость и подвижность нефти, скорость вытеснения, литология пластов и др.

Например, И.Ф. Глузовым в 1961 г. для терригенных пород горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения Татарстана была получена следующая зависимость  $K_{выт}$  от проницаемости (k):

$$K_{выт} = 0,0873 \cdot \lg k + 0,464 \quad (R = 0,88) \quad (1)$$

Р.И. Шафигуллин и И.М. Бакиров в 2011 г. [5] для терригенских девонских отложений Ромашкинского месторождения получили уточненную зависимость  $K_{выт}$  от  $K_{пр}$  (мД):

$$K_{выт} = 0,71355 \cdot e^{(-0,026/K_{пр})} \quad (R = 0,8832) \quad (2)$$

При проектировании разработки каширо-верейских и верейских отложений месторождений Башкортостана и Пермского края нередко используется зависимость  $K_{выт}$  от подвижности нефти ( $k/\mu_n$ ) вида:

$$K_{выт} = 0,0404 \cdot \ln k/\mu_n + 0,7916 \quad (R = 0,86) \quad (3)$$

В.И. Галкин и Г.П. Хижняк изучали [6] зависимость  $K_{выт}$  от литологии ( $K_{лит}$ ) терригенных и карбонатных пластов-коллекторов Пермского края, а также параметра  $\alpha_m$ , характеризующего наличие «доли застойных зон в залежах нефти». Ими получены следующие уравнения:

$$K_{лит} = 1,283 - 0,037 \cdot \lg K_{пр} - 2,114 \cdot \alpha_m \quad (R^2 = 0,98) \quad (4)$$

а также:

а) для терригенных коллекторов (47 образцов):



$$K_{\text{выт}} = 0,1211 \cdot \lg K_{\text{пр}} + 0,3822 \quad (5)$$

$(R^2 = 0,77);$

$$K_{\text{выт}} = -1,4931 \cdot \alpha_{\text{м}} + 1,0201 \quad (6)$$

$(R^2 = 0,83);$

$$K_{\text{выт}} = 0,8264 \cdot K_{\text{лит}} + 0,0905 \quad (7)$$

$(R^2 = 0,79);$

б) для карбонатных коллекторов (37 образцов):

$$K_{\text{выт}} = 0,1075 \cdot \lg K_{\text{пр}} + 0,3008 \quad (8)$$

$(R^2 = 0,76);$

$$K_{\text{выт}} = -0,741 \cdot \alpha_{\text{м}} + 0,7135 \quad (9)$$

$(R^2 = 0,84);$

$$K_{\text{выт}} = 0,392 \cdot K_{\text{лит}} + 0,2616 \quad (10)$$

$(R^2 = 0,77).$

Известно большое количество и других опубликованных в печати региональных зависимостей  $K_{\text{выт}}$  от целого ряда различных параметров процесса вытеснения на керне.

На заседаниях ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС основными вопросами, касающимися принятых авторами проектов величин  $K_{\text{выт}}$ , были следующие:

– Какими критериями пользовались авторы при выборе объектов-аналогов для определения  $K_{\text{выт}}$  в случае отсутствия собственной информации о результатах лабораторных исследований керна рассматриваемого месторождения?

– Как оценивалась достоверность принятых величин  $K_{\text{выт}}$ , т.е. насколько они соответствуют общепринятым представлениям (обобщенным зависимостям)?

К сожалению, не всегда авторы проектных документов могли убедительно ответить на заданные вопросы или хотя бы прокомментировать подходы к оценке  $K_{\text{выт}}$ .

Важно особо отметить, что даже наличие результатов прямых лабораторных исследований по определению  $K_{\text{выт}}$  на керне еще не означает, что авторами могут быть приняты правильные величины  $K_{\text{выт}}$ . Основными причинами этого является проведение экспериментов на образцах керна, обладающих свойствами, резко отличающимися от типичных – для рассматриваемого пласта. Это касается таких параметров, как пористость, проницаемость, начальная нефтенасыщенность сформированной колонки образцов керна. В ряде опытов экспериментаторами задавались нереально высокие (до 7 – 8 м/сут) для низкопроницаемых коллекторов скорости вытеснения нефти водой, абсолютно недостижимые на практике. Рассмотрим далее несколько характерных примеров получения недостоверных фактических результатов и принятия проек-



тантами неверных решений о величинах  $K_{\text{выт}}$  и  $\alpha_{\text{он}}$  для ряда конкретных объектов нефтяных месторождений Западной Сибири.

*Пример №1.* По пласту АС<sub>10</sub> месторождения (с условным названием – «Врг»), расположенного на юге Тюменской области, на государственном балансе числятся следующие параметры: начальная нефтенасыщенность – 50%, проницаемость – 127 мД. Средние же параметры по 4 колонкам керна, отобранных экспериментаторами для проведения потоковых исследований, были иными: начальная нефтенасыщенность – от 58,5 до 77,2% (в среднем – 66,4%), проницаемость от 26 до 308 мД (в среднем – 125 мД). Полученная по данным прямых лабораторных экспериментов остаточная нефтенасыщенность  $\alpha_{\text{он}}$  оказалась равной 0,227, а  $K_{\text{выт}} = 0,656$  (!). И это при утвержденной начальной  $\beta_{\text{нн}} = 50\%$ . В то же время, если исходить из обобщенной классической зависимости В.П. Сонича [2], учитывающей также скорость вытеснения нефти водой, то  $\alpha_{\text{он}}$  должна составить 0,278, а  $K_{\text{выт}} = 0,444$ . Таким образом,  $K_{\text{выт}}$  обоснованный на базе собственных данных прямых лабораторных опытов, оказался выше, чем наиболее достоверный, почти в 1,5 раза, а точнее – на 48% (отн.). Какое решение в этом случае должны принять авторы проекта? Ответ очевиден: необходимо использовать результаты, полученные по обобщенным зависимостям, проигнорировав результаты собственных опытов.

*Пример №2.* Месторождение «Западно-Пылинское», пласт ЮВ<sub>1</sub>. Эксперименты по вытеснению нефти водой проведены на двух образцах керна, обладающих

## ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

# SiMACO ПБРТ-ГК-turbo

Запатентованная конструкция «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС»  
исключает вытекание смазки в процессе работы

Ресурс работы-свыше 55000 часов. На 25% увеличивает скорость перемешивания бурового раствора.  
Экономия энергии свыше 30000 кВт в год. Масса- 170кг.

WWW.SMC.TOMSK.RU 634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел./факс:(3822) 63-38-19, 63-39-59

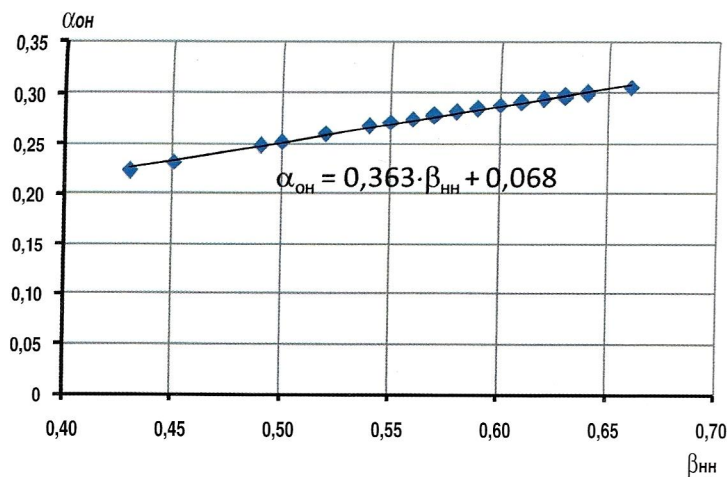


Рис. 1. Зависимость остаточной нефтенасыщенности  $\alpha_{он}$  от начальной  $\beta_{нн}$  по пластам группы Ю<sub>1</sub> Нижневартковского свода

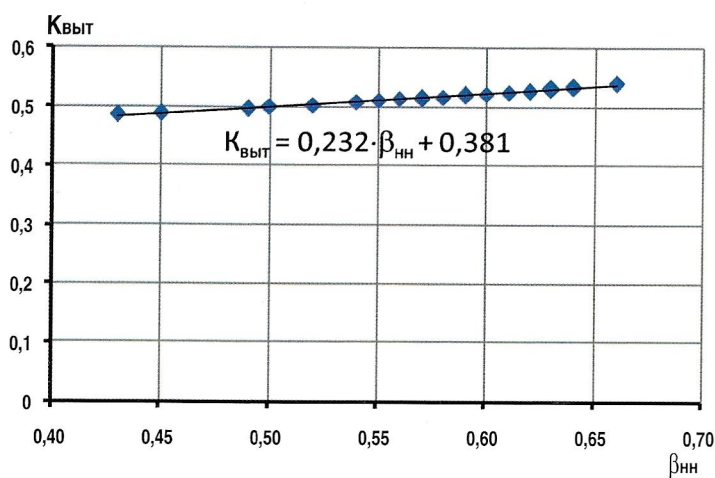


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой ( $K_{выт}$ ) от начальной нефтенасыщенности ( $\beta_{нн}$ ) по пластам группы Ю<sub>1</sub> Нижневартковского свода

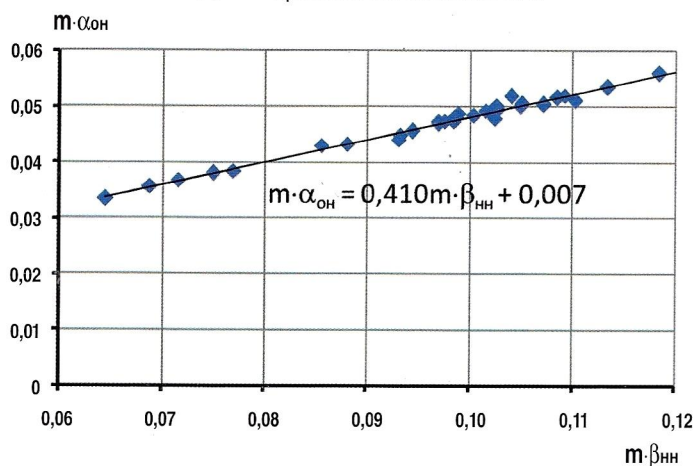


Рис. 3. Зависимость произведения  $m \cdot \alpha_{он}$  от  $m \cdot \beta_{нн}$  по пластам группы Ю<sub>1</sub> Нижневартковского свода

нетипичными параметрами: пористость – 19,8 – 20,3%, проницаемость – 267 – 367 мД, начальная нефтенасыщенность – 82,3 – 82,5%, остаточная нефтенасыщенность – 24,5 – 28%,  $K_{выт}$  – 0,661 – 0,702(!). При этом параметры пласта ЮВ<sub>1</sub>, состоящие на государственном балансе, следующие: пористость – 18%, проницаемость – 43 мД, начальная нефтенасыщенность (по фактическим РИГИС) – 60%. Для указанных параметров по обобщенным зависимостям получится, что  $\alpha_{он} = 0,288$ ,

а  $K_{выт} = 0,520$ . Таким образом, в лабораторных опытах проницаемость керн оказалась выше, чем принято по пласту, – в 6 – 8 раз, нефтенасыщенность – на 37% (отн.), а  $K_{выт}$  – выше на 27 – 35%. Ясно, что результаты собственных лабораторных опытов оказались непригодными для расчетов проектного коэффициента нефтеизвлечения и 3D-моделирования.

**Пример №3.** Месторождение «Широтное» Томской области (пласт Ю<sub>13</sub>). Авторы проекта, вынесенного на рассмотрение ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС, приняли  $\alpha_{он} = 0,193$  по результатам исследований 10 образцов керн, при этом  $K_{выт}$  оказался очень высок – 0,678. На государственном балансе в среднем по пласту числятся: пористость – 14%, проницаемость – 5 мД, начальная нефтенасыщенность – 0,60. Между тем, используя обобщенные зависимости, получим, что  $\alpha_{он}$  составит 0,288, а  $K_{выт}$  – 0,520. Последний ниже, чем по данным прямых лабораторных опытов на 23% (отн.). Следовательно, результаты собственных лабораторных экспериментов на керне недостоверны, и их нельзя использовать при проектировании.

**Пример №4.** Кулгинское месторождение Томской области (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>). Средние параметры пласта: пористость – 15%, проницаемость – 4 мД (ГИС), начальная нефтенасыщенность – 57%. Авторы проекта пробной эксплуатации представили на заседании ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС  $K_{выт} = 0,59$ . По обобщенной зависимости реально оцениваемый  $K_{выт}$  не превысит 0,513, т.е. будет ниже принятого на 13% (отн.).

Таким образом, из приведенных данных следует, что далеко не всегда результаты прямых лабораторных экспериментов на собственном керне можно расценивать как достоверные, пригодные для проектирования. Полученные таким путем величины  $K_{выт}$  рекомендуется сопоставлять с результатами оценки этого параметра по обобщенным зависимостям для одноименных пластов рассматриваемого региона и, в случае расхождения, давать необходимые пояснения и комментарии.

Помимо этого из примеров также видно, что во всех рассмотренных случаях  $K_{выт}$ , полученный по результатам прямых лабораторных опытов на собственном керне, оказался существенно выше, чем утвержденная начальная нефтенасыщенность по пласту, а это весьма маловероятно для области средних (более 0,5) и высоких  $\beta_{нн}$ .

Для того чтобы получить некоторые типовые обобщенные региональные зависимости, пригодные для приближенной оценки  $\alpha_{он}$  и  $K_{выт}$  по пластам группы Ю<sub>1</sub> месторождений Нижневартковского свода, автор воспользовался набором исходных геолого-промысловых и экспериментальных данных, приведенных в табл. 1 работы [1].

Часть параметров в указанной таблице взята непосредственно из статьи [1]:  $h_n$  – нефтенасыщенная толщина пласта,  $k$  – проницаемость,  $m$  – коэффициент пористости,  $\beta_{нн}$  – коэффициент начальной нефтенасыщенности и  $K_{выт}$  – коэффициент вытеснения нефти водой.

Дополнительно к опубликованным автором были рассчитаны величины следующих параметров:  $\alpha_{он}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности,  $m \cdot \beta_{нн}$  – произведение коэффициентов пористости и начальной нефтенасыщенности,  $m \cdot \alpha_{он}$  – произведение коэффициентов пористости и остаточной нефтенасы-



ценности,  $k \cdot h_n$  – проводимость нефтеносного пласта,  $k \cdot h_n / \mu_n$  – гидропроводность пласта. Для набора из 37 месторождений [1], где присутствует продуктивный пласт Ю<sub>1</sub> и имеются апробированные данные о принятых ТКР ХМАО (ЦКР) величинах  $\alpha_{он}$  и  $K_{выт}$ , автором было изучено наличие (отсутствие) взаимосвязей следующих параметров процесса вытеснения:

$$\alpha_{он} = f(\beta_{нн}) \quad m \cdot \alpha_{он} = f(m \cdot \beta_{нн})$$

$$K_{выт} = f(\beta_{нн}) \quad K_{выт} = f(k, мД)$$

Геологические и иные параметры общей выборки, состоящей из 37 продуктивных пластов группы Ю<sub>1</sub> месторождений Нижневартовского свода, характеризуются следующими средними величинами и интервалами их изменения (табл. 2).

Из приведенных данных следует, что нефтеносные пласты группы Ю<sub>1</sub> на месторождениях Нижневартовского свода в среднем характеризуются невысокими значениями пористости (17%), проницаемости (30 мД) и начальной нефтенасыщенности (58%), причем вариации этих параметров, как правило, невелики.

Значение же остаточной нефтенасыщенности  $\alpha_{он}$  по рассматриваемым пластам изменяется в достаточно широком диапазоне – от 0,222 до 0,305. В то

же время коэффициент вытеснения нефти водой  $K_{выт}$  этих объектов варьирует в весьма узком диапазоне – от 0,484 до 0,538, в среднем составляя – 0,516.

Для удобства восприятия и анализа результатов все параметры в табл. 1 ранжированы по тренду падения величины  $K_{выт}$ . Затем, исходя из данных табл. 1, был построен ряд обобщенных графических и аналитических зависимостей (рис. 1 – 4), характеризующих полноту вытеснения нефти водой по пластам группы Ю<sub>1</sub>.

В результате обработки исходных данных получены следующие основные результаты. Установлено, что для пластов группы Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода наблюдаются четко выраженные линейные зависимости, которые можно использовать в практике проектирования разработки нефтяных залежей, а именно:

а) остаточной нефтенасыщенности  $\alpha_{он}$  – от начальной  $\beta_{нн}$  пласта Ю<sub>1</sub>:

$$\alpha_{он} = 0,363 \cdot \beta_{нн} + 0,068; \quad (11)$$

б) произведения объемных  $m \cdot \alpha_{он}$  от  $m \cdot \beta_{нн}$  пласта Ю<sub>1</sub>:

$$m \cdot \alpha_{он} = 0,410 \cdot m \cdot \beta_{нн} + 0,007; \quad (12)$$

Табл. 1. Коэффициенты вытеснения по пласту Ю<sub>1</sub> на месторождениях Нижневартовского свода

Месторождение	$K_{выт}$ , доли ед.	$\beta_{нн}$ , доли ед.	$\alpha_{он}$ , доли ед.	$K$ , мД	$m$ , доли ед.	$m \cdot \beta_{нн}$ , доли ед.	$m \cdot \alpha_{он}$ , доли ед.	$h_n$ , м	$K \cdot h_n$ , мД·м	$K \cdot h_n / \mu_n$ , мД·м/спз
Покачевское	0,538	0,66	0,305	16	0,167	0,110	0,051	4,5	72	248
Нижневартовское	0,531	0,64	0,300	19	0,200	0,128	0,060	8,0	152	217
Локосовское (ЛЗС)	0,532	0,64	0,300	35	0,160	0,102	0,048	1,6	56	100
Рянное	0,533	0,64	0,299	30	0,189	0,121	0,056	3,7	111	30
Самотлорское (ТНК-НВ)	0,530	0,63	0,296	89	0,170	0,107	0,050	6,4	570	491
Полуденное	0,528	0,63	0,297	240	0,188	0,118	0,056	2,1	504	417
Северо-Покурское	0,529	0,63	0,297	3	0,180	0,113	0,053	6,5	20	27
Южно-Покачевское	0,529	0,63	0,297	3	0,170	0,107	0,050	2,0	6,0	8,8
Покамасовское (ЛЗС)	0,525	0,62	0,295	29	0,175	0,109	0,052	6,6	191	304
Орехово-Ермаковское	0,527	0,62	0,293	4	0,150	0,093	0,044	5,8	23	55
Северо-Ореховское	0,524	0,61	0,290	32	0,179	0,109	0,052	7,9	253	486
Черногорское	0,524	0,61	0,290	56	0,172	0,105	0,050	6,0	336	373
Самотлорское (СмНГ)	0,520	0,60	0,288	86	0,164	0,098	0,047	8,8	757	676
Орехово-Ермаковское	0,520	0,60	0,288	16	0,175	0,105	0,050	6,4	102	144
Восточно-Придорожное	0,521	0,60	0,287	25	0,170	0,102	0,049	4,1	103	139
Печеринское	0,521	0,60	0,287	15	0,170	0,102	0,049	4,2	63	56
Южно-Аганское	0,518	0,59	0,284	23	0,170	0,100	0,048	4,5	104	133
Сороминское	0,519	0,59	0,284	15	0,158	0,093	0,045	6,7	101	95
Северо-Островное	0,518	0,59	0,284	22	0,160	0,094	0,046	4,2	92	80
Малоключевое	0,518	0,59	0,284	1	0,160	0,094	0,046	5,1	5,1	11,6
Южно-Егурьяхское	0,518	0,59	0,284	2	0,174	0,103	0,049	3,8	7,6	7,2
Покамасовское (МНГ)	0,516	0,58	0,281	52	0,175	0,102	0,049	7,3	380	457
Южное	0,515	0,58	0,281	41	0,168	0,097	0,047	9,1	373	327
Мегионское	0,516	0,58	0,281	20	0,167	0,097	0,047	6,2	124	138
Нонг-Еганское	0,515	0,58	0,281	13	0,168	0,097	0,047	5,9	77	100
Нивагальское	0,514	0,57	0,277	26	0,180	0,103	0,050	6,8	177	224
Мыхпайское	0,513	0,57	0,278	5	0,173	0,099	0,048	8,1	41	41
Урьевское	0,512	0,56	0,273	3	0,173	0,097	0,047	6,3	18,9	24,5
Локосовское (МНГ)	0,509	0,55	0,270	2	0,160	0,088	0,043	4,7	9,4	8,3
Ключевое	0,507	0,54	0,266	33	0,183	0,099	0,049	3,7	122	66
Западно-Тарховское	0,502	0,52	0,259	70	0,200	0,104	0,052	1,5	105	107
Поточное	0,502	0,52	0,259	2	0,148	0,077	0,038	2,2	4,4	6,1
Курраганское	0,498	0,50	0,251	31	0,171	0,086	0,043	8,3	257	303
Лас-Еганское	0,495	0,49	0,247	6	0,153	0,075	0,038	5,8	35	47
Чехлонейское	0,487	0,45	0,231	26	0,159	0,072	0,037	5,4	140	136
Северо-Поточное	0,484	0,43	0,222	21	0,150	0,065	0,033	3,3	69	103
Чумпаское	0,484	0,43	0,222	6	0,160	0,069	0,036	2,6	15,6	20,3
<b>В среднем</b>	<b>0,516</b>	<b>0,58</b>	<b>0,279</b>	<b>30</b>	<b>0,170</b>	<b>0,098</b>	<b>0,047</b>	<b>5,3</b>	<b>151</b>	<b>168</b>

Примечание: столбцы 3, 4, 6, 7, 10 - взяты непосредственно из работы [1]. Столбцы 5, 8, 9, 11, 12 - рассчитаны автором.

в) коэффициента вытеснения нефти водой ( $K_{\text{выт}}$ ) – от величины коэффициента начальной нефтенасыщенности пласта  $\beta_{\text{нн}}$ :

$$K_{\text{выт}} = 0,232 \cdot \beta_{\text{нн}} + 0,381. \quad (13)$$

Используя формулы (11) и (13), для примера можно рассчитать величины  $\alpha_{\text{он}}$  и  $K_{\text{выт}}$  – при некоторых фиксированных (типичных) значениях начальной нефтенасыщенности  $\beta_{\text{нн}}$  пластов Ю<sub>1</sub> на Нижневартовском своде:

Параметры	Начальная $\beta_{\text{нн}}$ , доли ед.					
	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70
$\alpha_{\text{он}}$ , доли ед.	0,231	0,250	0,268	0,286	0,304	0,322
$K_{\text{выт}}$ , доли ед.	0,487	0,500	0,513	0,523	0,532	0,540

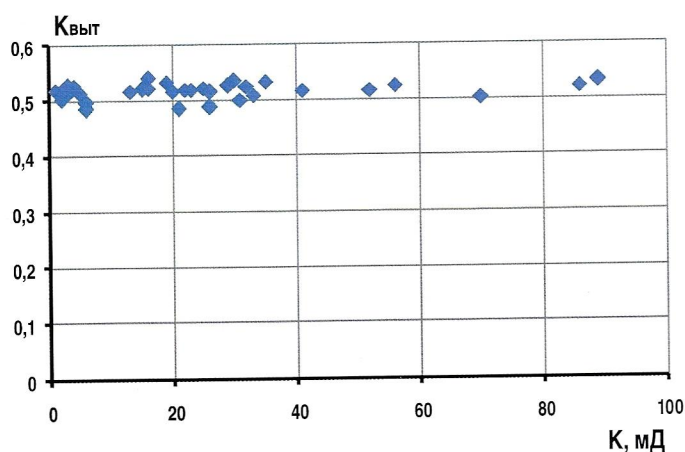


Рис. 4. Сопоставление  $K_{\text{выт}}$  и проницаемости для пластов группы Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода

Из приведенных данных, кстати, видно, что при  $\beta_{\text{нн}} > 0,5$  коэффициент вытеснения нефти водой оказывается всегда меньше, чем собственно величина  $\beta_{\text{нн}}$ .

Из рис. 4 также следует, что какая-либо зависимость  $K_{\text{выт}}$  от проницаемости по пластам группы Ю<sub>1</sub> на месторождениях Нижневартовского свода отсутствует. Тем не менее надо заметить, что обычно в интервале особо низкопроницаемых пластов (<5 мД) остаточная нефтенасыщенность чаще всего бывает на несколько пунктов выше, чем для среднепроницаемых пластов.

### Выводы

1. В статье показано, что результаты прямых лабораторных экспериментов на керне по определению  $K_{\text{выт}}$  продуктивного пласта не всегда являются достоверными (чаще всего из-за создания предельно высокого начального нефтенасыщения). В этом случае их нельзя применять при построении 3D-фильтрационных моделей пластов, используемых для проектирования разработки недонасыщенных нефтяных залежей.

2. На основе обработки исходных геологических данных, приведенных в статье [1], для продуктивных пластов группы Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода получены обобщенные графические и аналитические зависимости остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой – от начальной нефтенасыщенности пласта. Указанные уравнения имеют четко выраженный линейный вид.

Табл. 2. Диапазоны изменения параметров пласта Ю<sub>1</sub> [1]

Параметры	Значения		
	min	max	Среднее
Нефтенасыщенная толщина ( $h_n$ ), м	1,5	9,1	5,3
Проницаемость (k), мД	1	240	30
Пористость (m), %	14,8	20	17
Начальная нефтенасыщенность ( $\beta_{\text{нн}}$ ), %	43	66	58
Проводимость (k-h), мД·м	5	757	151
Гидропроводность (k-h/μн), мД·м/спз	6	676	168
Газовый фактор (Gr), м <sup>3</sup> /т	46	147	90
Пластовая температура (Tпл), °С	73	103	91
Плотность поверхности нефти (ρн), т/м <sup>3</sup>	0,818	0,848	0,833
Вязкость пластовой нефти (μн), спз	0,29	3,65	0,93
Остаточная нефтенасыщенность ( $\alpha_{\text{он}}$ )	0,222	0,305	0,279
Коэффициент вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ )	0,484	0,538	0,516

3. Полученные зависимости рекомендуется использовать для пластов группы Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода ХМАО-Югры в качестве приближенных «аналогов», в случае отсутствия собственной информации об  $\alpha_{\text{он}}$  и  $K_{\text{выт}}$ , а также для проверки достоверности полученных результатов лабораторных исследований собственного керна рассматриваемого пласта.

4. С целью сокращения затрат на проведение дорогостоящих лабораторных опытов предлагается разрешить мелким независимым компаниям, разрабатывающим небольшие залежи нефти (площадью <500 га) с начальными извлекаемыми запасами нефти менее 500 тыс. тонн, пользоваться только аналитическими обобщенными зависимостями  $K_{\text{выт}}$  от  $\beta_{\text{нн}}$ , не проводя потоковые эксперименты на собственном керне.

### Литература

- Оренбуркин А.В., Беккер И.В. Оценка добычного потенциала пласта Ю<sub>1</sub> Нижневартовского свода / XIV научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры» / Под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. Ханты-Мансийск: ИздатНаука-Сервис, 2011. Том 1. С. 369 – 375.
- Сонич В.П., Барков С.Л., Печёркин М.Ф., Малышев Г.А. Новые данные изучения полноты вытеснения нефти водой. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. 33 с.
- Батурин Ю.Е. К вопросу обоснования КИН при подсчете запасов и проектировании разработки нефтегазовых месторождений // Вестник ЦКР Роснедр. 2011. №1. С. 2 – 6.
- Соколов С.В. Обоснование коэффициента вытеснения нефти водой при проектировании разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. 2010. №11. С. 51 – 53.
- Шафигуллин Р.И., Бакиров И.М. Изучение зависимости коэффициента вытеснения от фильтрационно-емкостных и петрофизических параметров пласта // Нефтяное хозяйство. 2011. №2. С. 70 – 73.
- Галкин В.И., Хижняк Г.П. О влиянии литологии на коэффициент вытеснения нефти водой // Нефтяное хозяйство. 2012. №3. С. 70 – 72.

**Ключевые слова:** продуктивный пласт Ю<sub>1</sub>, Нижневартовский свод, коэффициент вытеснения нефти водой, остаточная нефтенасыщенность, параметры пласта, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, обобщенные зависимости параметров вытеснения, 3D-моделирование