

# ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИЙ АБСОЛЮТНОГО И ЭФФЕКТИВНОГО ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

**И. М. Индрупский,**  
старший научный сотрудник,  
канд. техн. наук

**Э. С. Закиров,**  
зав. лабораторией,  
д-р техн. наук

**А. Ш. Муртазалиев,**  
аспирант

**Р. Р. Файзрахманов,**  
старший научный сотрудник,  
канд. техн. наук

Институт проблем  
нефти и газа РАН

Современная теория разработки месторождений нефти и газа базируется на концепции, получившей название «концепция абсолютного порового пространства»\*. Согласно этой концепции, базовыми параметрами в фильтрационных уравнениях (в частности, в модели нелетучей нефти Маскета – Мереса) являются значения абсолютной проницаемости по газу  $K_{абс}$  и открытой пористости  $m^{**}$ . Эти уравнения современной гидрогазодинамики (а также аналитические и численные их решения) естественным образом предопределили развитие физики пласта, петрофизики, методов интерпретации геофизических (ГИС) и гидродинамических исследований скважин, методологии подсчета запасов нефти и газа, построения 3D геологических и 3D

**При построении 3D геологических и гидродинамических моделей используются данные интерпретации ГИС на основе петрофизических зависимостей. Концепция эффективного порового пространства позволяет получать более тесные корреляционные петрофизические и иные зависимости. В данной статье это принципиально важное для 3D компьютерного моделирования утверждение оценивается на основе фактических данных, полученных на одном из нефтяных месторождений, и результатов специальных исследований кернов.**

гидродинамических моделей продуктивных пластов.

Развитие и широкое распространение 3D компьютерного моделирования, а также практика разработки месторождений нефти и газа выявили ущербность традиционной концепции. В результате была обоснована необходимость перехода к новой концепции – концепции эффективного порового пространства (см. сноску\*). Базисными параметрами в этой концепции являются эффективные коэффициенты проницаемости и пористости. Под эффективной проницаемостью в случае нефтяных месторождений понимается фазовая проницаемость для нефти  $K_{фаз}$  при остаточной водонасыщенности. Коэффициент эффективной пористости определяется соотношением

$$m_{эф} = m(1 - S_{о.в}),$$

где  $S_{о.в}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности.

С физической точки зрения, целесообразность перехода к концепции эффективного порового пространства объясняется тем, что именно в

этом пространстве протекают реальные фильтрационные процессы.

При построении 3D геологических и гидродинамических моделей используются данные интерпретации ГИС на основе тех или иных петрофизических зависимостей. В частности, утверждается (см. сноску\*\*), что концепция эффективного порового пространства позволяет получать более тесные корреляционные петрофизические и иные зависимости. Этот факт объясняется следующим. Наиболее мелкие поры в эффективном поровом пространстве заполнены связанной водой. Это означает, что поровое пространство в случае традиционной концепции является более неоднородным, чем в случае развиваемой альтернативной концепции. Данное обстоятельство и предопределяет меньший разброс точек при построении искомым корреляционных зависимостей.

Ниже это принципиально важное для 3D компьютерного моделирования утверждение оценивается на основе фактических данных, полученных на одном из нефтяных месторождений, и результатов специаль-

\*Закиров С. Н., Закиров Э. С., Индрупский И. М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. 2006. № 1. С. 34-41.

\*\*Подземная гидромеханика / К. С. Басниев [и др.]. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005.

ных исследований кернов. В свое время в распоряжении авторов оказались результаты керновых исследований по одному из отечественных нефтяных месторождений. Эти данные привлекли внимание потому, что непреднамеренно включали в себя результаты исследований естественных кернов как в рамках концепции абсолютного порового пространства, так и концепции эффективного порового пространства.

Одна из зависимостей, используемых при подсчете запасов и построении 3D геологических моделей продуктивных пластов, отражает характер взаимосвязи между логарифмом коэффициента проницаемости и коэффициентом пористости. Понятно, что в случае концепции абсолютного порового пространства использовались зависимости логарифма абсолютной проницаемости по газу от коэффициента открытой пористости. В рамках концепции эффективного порового пространства необходимо отыскивать зависимости между логарифмом коэффициента фазовой проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности и коэффициентом эффективной пористости. Известно, что использовать размерные величины под знаком логарифма нельзя. Поэтому в рассматриваемых корреляциях под знак логарифма подставляется число миллиарды, т. е. проницаемость в миллиарды, деленная на 1 миллиарды.

На рис. 1 представлены результаты керновых исследований согласно концепциям абсолютного и эффективного порового пространства. Отметим, что в обработку была включена вся информация по наличному объему керновых исследований без какой-либо селекции, например по литологической принадлежности. Анализ рисунка позволяет утверждать, что исследования кернов в рамках эффективного порового пространства обеспечивают кратно больший (в 3,8 раза) коэффициент корреляции. При этом нельзя не обратить внимания на то, что в обоих случаях имеют место довольно низкие

значения коэффициента корреляции. Однако, во-первых, это является следствием изучаемых свойств продуктивных коллекторов. Во-вторых, нередко коэффициент корреляции значимо увеличивают за счет исключения ряда «нехарактерных» точек. Здесь и в дальнейшем такой искусственный прием не используется.

В специально поставленных лабораторных экспериментах авторы постарались исследовать влияние литологического фактора на определяемые искомые корреляционные зависимости. Для этого были изготовлены искусственные цементированные керны с различными фракциями. Изменение фракционного состава позволяло получать керны с различающимися коэффициентами пористости и проницаемости в рамках единого литологического типа.

После изготовления керны подвергались сушке до неизменного ве-

са. Высушенные керны исследовались по стандартной методике с целью определения коэффициентов абсолютной проницаемости по газу и открытой пористости. Лабораторные эксперименты проводились при атмосферном давлении и комнатной температуре. Затем керны насыщались водой при воздействии вакуума, после этого через них прокачивался воздух до момента установления остаточной водонасыщенности. Результаты этих исследований позволяли контролировать ранее определенные значения коэффициента открытой пористости и определять коэффициенты эффективной пористости. Результаты экспериментов по фильтрации воздуха при наличии остаточной водонасыщенности давали возможность находить значения коэффициентов фазовой проницаемости по газу при остаточной водонасыщенности. Результаты эксперимен-

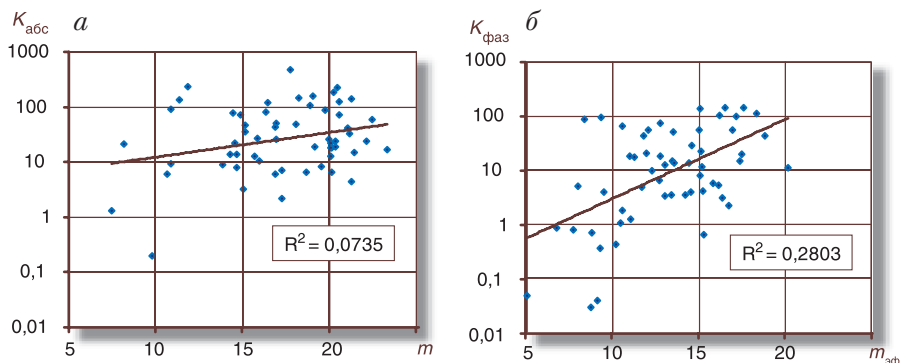


Рис. 1. Зависимость абсолютной проницаемости от открытой пористости (а) и эффективной проницаемости от эффективной пористости (б) в полулогарифмических координатах для месторождения N

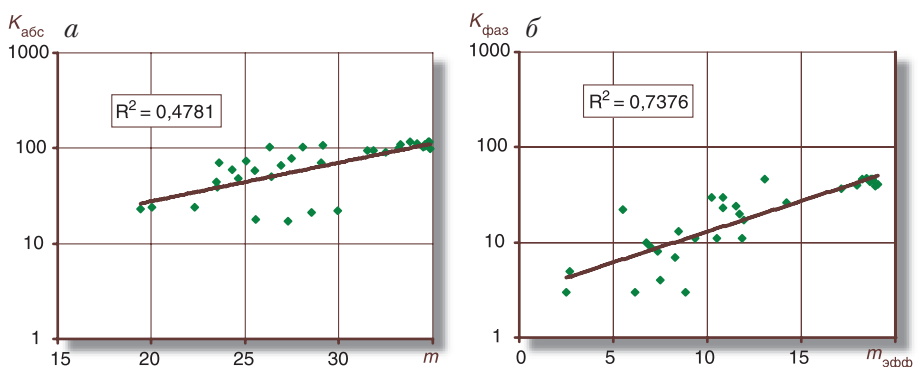


Рис. 2. Зависимость абсолютной проницаемости от коэффициента открытой пористости (а) и эффективной проницаемости от коэффициента эффективной пористости (б) в полулогарифмических координатах для исследованных кернов

Результаты исследования искусственных кернов

№ образца	39	37	36	32	26	21	9	24	41
$K_{абс}$ , мД	23	24	22	17	66	18	78	71	107
$K_{фаз}$ , мД	3	3	3	11	30	4	17	30	26
$m$ , %	19,42	22,33	29,93	27,28	26,93	25,58	27,47	29,07	29,13
$m_{эф}$ , %	2,49	6,16	8,82	11,87	10,83	7,50	11,93	10,22	14,22

№ образца	23	3	35	11	42	25	27	17	29
$K_{абс}$ , мД	103	70	21	74	102	58	44	50	59
$K_{фаз}$ , мД	24	22	11	11	20	23	8	10	7
$m$ , %	26,33	23,62	28,55	25,06	28,06	25,5	23,47	26,41	24,32
$m_{эф}$ , %	11,51	5,52	10,51	9,35	11,69	10,83	7,36	6,78	8,26

№ образца	30	18	38	н3	н4	н5	н6	н7	н8
$K_{абс}$ , мД	48	39	24	94	110	111	90	98	95
$K_{фаз}$ , мД	13	9	5	46	37	46	41	39	40
$m$ , %	24,62	23,51	20,01	31,86	33,31	34,16	32,51	34,86	31,53
$m_{эф}$ , %	8,49	7,01	2,69	13,07	17,14	18,26	19,06	18,92	17,96

№ образца	н9	н10	н11	н12	н13	н14	н15	н16	
$K_{абс}$ , мД	101	103	106	109	113	116	116	117	
$K_{фаз}$ , мД	43	45	46	45	46	47	45	46	
$m$ , %	33,21	34,51	34,6	34,61	34,8	33,79	34,82	34,8	
$m_{эф}$ , %	18,67	18,79	18,77	18,80	18,80	18,49	18,60	18,69	

тов на искусственных кернах приведены в таблице и на рис. 2 применительно к концепциям абсолютного и эффективного порового пространства. Они позволяют отметить следующие характерные моменты:

♦ как и в предыдущем случае, переход к концепции эффективного порового пространства увеличивает коэффициент корреляции между рассматриваемыми параметрами. Так, если в случае концепции абсолютного порового пространства коэффициент корреляции равняется 0,4781, то в случае концепции эффективного порового пространства он возрастает до 0,7376;

♦ сопоставление рис. 1 и рис. 2 подтверждает важность и результативность учета литологического фак-

тора. А именно: поиск искомых корреляционных зависимостей отдельно для каждого литотипа значительно повышает степень коррелируемости между изучаемыми коллекторскими свойствами.

**Выводы**

1. Проведение лабораторных экспериментов в рамках концепции эффективного порового пространства с целью установления корреляционных зависимостей между пористостью и проницаемостью повышает степень достоверности получаемых зависимостей по сравнению с концепцией абсолютного порового пространства.

2. Надежность корреляционной связи между коэффициентами эф-

фективной пористости и проницаемости возрастает, если она отыскивается отдельно для каждого литотипа. ■■■

**Core tests based on the absolute and effective pore space conception**  
*I. M. Indrupskiy, E. S. Zakirov, A. Sh. Murtazaliev, R. R. Faizrakhmanov*

Based on the results of laboratory core tests the authors prove that the transition to the conception of the effective pore space is helpful for the calculation of petrophysical dependences with a higher correlation ratio.

Key words: oil, gas, fields, computer modeling, cores, pore space, correlation