

К ВОПРОСУ ОБОСНОВАНИЯ ГРАНИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОРИСТОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕФТЕНОСНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД



М.Н. БАБАШЕВА¹,
кандидат технических наук,
директор



В.Н. БАБАШЕВ²,
кандидат технических наук,
директор

¹ТОО «Timal Construction Group»,
060007, Республика Казахстан, г. Атырау, ул. Досмухамедова, 113

²ТОО «Timal Consulting Group»,
050059, Республика Казахстан, г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 7,
БЦ «Нурлы Тау», блок 5а, офис 188 (11 этаж)

Показана противоречивость граничных значений параметров, используемых для выделения нефтеносных пород-коллекторов при подсчете запасов терригенных пластов, которые так или иначе связаны с проницаемостью пород.

Предлагается использовать данные моделирования вытеснения нефти в лабораторных условиях, а именно, динамической пористости, которая отражает часть объема пор, занятой подвижными флюидами при заданных условиях, для определения граничного значения проницаемости, учитывающим все важнейшие факторы движения флюидов в поровом пространстве нефтесодержащих пород (структура порового пространства, фракционный состав и уплотнение пород, кинематическая вязкость флюидов, пластовые условия).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: проницаемость, водонасыщенность, нефтенасыщенность, коллектор, граничные значения, динамическая пористость, поровое пространство, моделирование вытеснения нефти.

*Автор для переписки. E-mail: info@timal.kz

МҰНАЙЛЫ ТЕРРИГЕНДІК ТАУЖЫНЫСТАРДЫҢ ӨТІМДІЛІГІ МЕН КЕУЕКТІЛІГІНІҢ ШЕКАРАЛЫҚ МӘНДЕРІН НЕГІЗДЕУГЕ ҚАТЫСТЫ

М.Н. БАБАШЕВА¹, техникалық ғылымдар кандидаты, директор
В.Н. БАБАШЕВ², директор

¹«Timal Construction Group» ЖШС,
Қазақстан Республикасы, Атырау қ., Досмухамедов к-сі, 113

²«Timal Consulting Group» ЖШС,
Қазақстан Республикасы, Алматы қаласы, Эль-Фараби даңғ., 7
«Нұрлы Тау» БО, 5а блогы, 188 кеңсе (11 қабат)

Бұл мақалада таужыныстар өтімділігімен қалай болғанда да байланысы бар терригендік таужыныстардың қорын есептеу кезінде мұнайлы жинауыш таужыныстарды шығару үшін қолданылатын параметрлердің шекаралық мәндерінің қарама-қайшылығы көрсетілген.

Зертханалық жағдайларда мұнайды ығыстыруды модельдеуінің деректерін пайдалану яғни, мұнайлы жыныстардың кеуектік кеңістігінде (кеуекті кеңістіктің құрылымы, фракциялық құрамы және тау жыныстарының тығыздалуы, сұйықтықтардың кинематикалық тұтқырлығы, қойнауқаттық жағдайлар) сұйықтық қозғалысының барлық маңызды факторларын ескеретін өтімділіктің шекаралық мәнін анықтау үшін берілген жағдайларда жылжымалы сұйықтықтармен қамтылған кеуектіктің көлемінің бір бөлігін көрсететін динамикалық кеуектілікті ұсынылады.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: өтімділік, сумен қаныққандық, мұнайқанықтық, коллектор, шекаралық мәндер, динамикалық кеуектілік, кеуектік кеңістік, мұнайды ығыстыруды модельдеу.

TO THE QUESTION OF SUBSTANTIATION OF BOUNDARY VALUES OF POROSITY AND PERMEABILITY OF PETROLEUM TERRIGENOUS BREEDS

M.N. BABASHEVA¹, Candidate of Technical Sciences, director
V.N. BABASHEV², director

¹ «Timal Construction Group» LLP,
Republic of Kazakhstan, Atyrau, 113 Dosmukhamedov st.

² «Timal Consulting Group» LLP, Republic of Kazakhstan, Almaty, Al-Farabi, 7
BC «Nurly Tau», block 5a, office 188 (11th floor)

The article shows the inconsistency of the boundary values of the parameters used to identify oil-bearing reservoir rocks when calculating reserves of terrigenous reservoirs, which are somehow related to the permeability of rocks.

It is proposed to use data from the simulation of oil displacement under laboratory conditions, namely, dynamic porosity, which reflects part of the pore volume occupied by mobile fluids under specified conditions, to determine the boundary value of permeability, which takes into account all the most important factors of fluid movement in the pore space of oil-bearing rocks (pore space structure, fractional composition and compaction of rocks, kinematic viscosity of fluids, reservoir conditions).

KEY WORDS: permeability, water saturation, oil saturation, reservoir, boundary values, dynamic porosity, pore space, modeling of oil displacement.

Основание граничного значения пористости и проницаемости пород коллектор-неколлектор является основой для выделения «полезных» пластов (как вместилище для нефти) при подсчете запасов углеводородов, моделировании резервуара в статике и динамике и проектировании разработки нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений.

Открытие подсолевых карбонатных месторождений нефти и газа выявило необходимость определения граничного значения параметров пород коллектор-неколлектор, которое явилось основой для выделения трех типов пород-коллекторов: трещинные, порово-трещинные и поровые, которые отличались друг от друга проницаемостью и емкостью [1–3]. Данный подход позволил при оценке запасов углеводородов, имея фактические данные по ГИС, результатов тестирования, кернового материала все типы пород принимать как «полезные» при подсчете нефтенасыщенного объема на всех карбонатных месторождениях.

Иной подход используется для оценки терригенных пород, когда при выделении «полезных» пластов используют условное граничное значение проницаемости, равное 1 мД, определяющее граничное значение других параметров – пористости, глинистости, водонасыщенности.

Данный способ выделения «полезных» пластов обуславливает в значительной степени условность результатов оценки запасов нефти и моделей разработки месторождений.

В этой связи возникает необходимость поиска методического подхода для обоснования принятия граничных значений пористости и проницаемости терригенного коллектора. Авторами настоящей работы разработана модель определения граничных значений параметров пород-коллекторов, основанная на результатах лабораторных исследований кернового материала из продуктивных отложений.

Для выяснения специфики терригенного коллектора были проанализированы данные капиллярметрии и построены зависимости водонасыщенности от проницаемости и пористости по керновым материалам одного из месторождений Кызылординской области (рисунк 1).

Как видно, наибольший коэффициент регрессии достигается при анализе за-

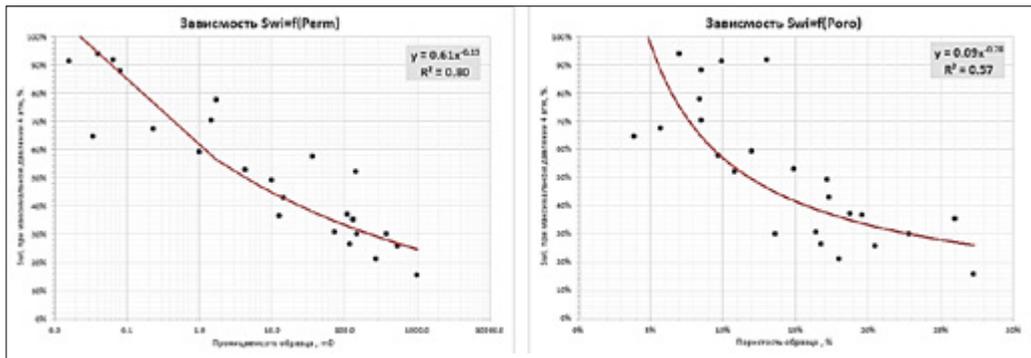


Рисунок 1 – Зависимость водонасыщенности от пористости и проницаемости пород

висимости параметров пористость–предельная водонасыщенность, которая была использована для обоснования граничного значения проницаемости.

Ниже (рисунок 2) приведена зависимость предельная водонасыщенность–проницаемость при давлении 4 атм по кондиционным образцам.

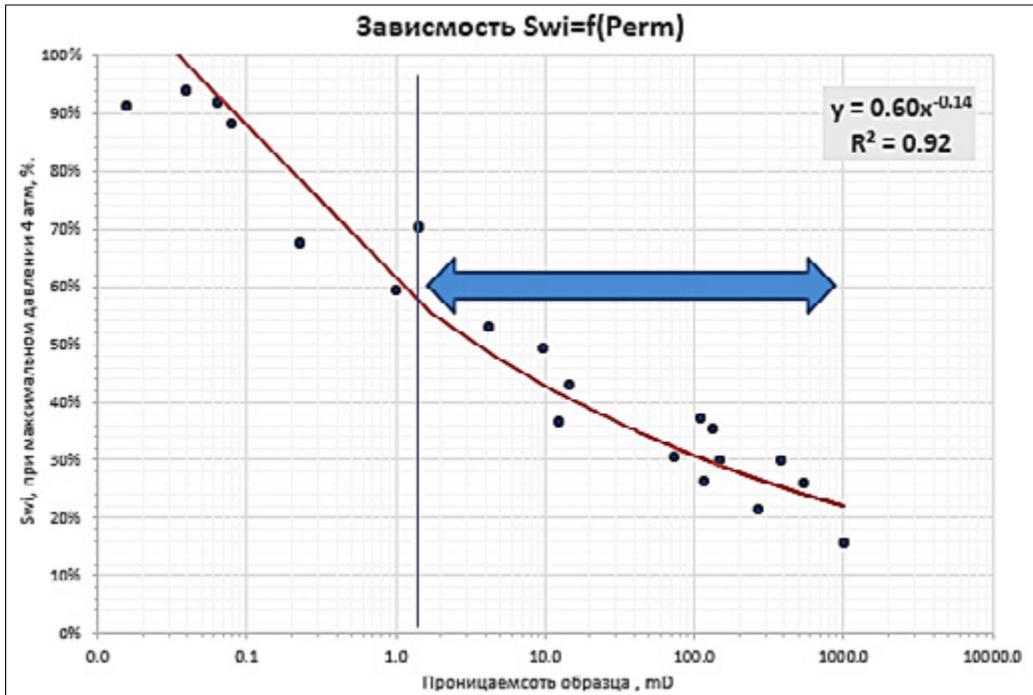


Рисунок 2 – Зависимость водонасыщенности от проницаемости по кондиционным образцам

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что при проницаемости в 1 мД предельная водонасыщенность достигает величин порядка 60%, при этом значение коэффициента нефтенасыщенности будет составлять порядка 40%, но это часто противоречит граничным значениям нефтенасыщенности, используемым для выделения нефтеносных пластов.

Например, в использованных для анализа отчетных документах по оценке запасов нефти, была использована критическая нефтенасыщенность, равная 45–52%. Чтобы обеспечить такой уровень нефтенасыщения, когда пласт рассматривается как нефтеносный, необходимо принять граничное значение проницаемости, равное порядка 3 мД, что в три раза превышает значение, используемое для выделения пластов-коллекторов.

Выявленные несоответствия приводят к неоднозначному определению граничных показателей и по другим параметрам, которые так или иначе связаны с проницаемостью (например, глинистость).

В то же время, использование проницаемости как детерминирующего показателя при выделении пластов-коллекторов, обосновании критических значений других

параметров, предопределяет односторонность этого процесса, поскольку не учитывает ряд важнейших факторов, влияющих на движение флюидов в порых нефтесодержащих породах, например, кинематической вязкости флюидов, заполняющих поры при пластовых условиях.

Но при этом обоснование граничного значения проницаемости остается важнейшей задачей при выделении «полезных» пластов, поскольку оно является аргументом при определении возможности дренажа в пласте, обосновании граничного значения по другим параметрам, например, водонасыщенности.

Интегрированным способом определения граничного значения проницаемости, учитывающим все важнейшие факторы движения флюидов в поровом пространстве нефтесодержащих пород, как-то, структура порового пространства, фракционный состав и уплотнение пород, кинематическая вязкость флюидов, пластовые условия, может служить, на наш взгляд, способ, основанный на использовании данных моделирования вытеснения нефти в лабораторных условиях, другими словами, использование как аргумента динамической пористости, которая отражает часть объема пор, занятой подвижными флюидами при заданных условиях.

Как известно, после вытеснения нефти в порых нефтесодержащих породах остается остаточная вода и остаточная нефть, объемы которых зависят от уровня развития технологии вытеснения (добычи), и объем вытесняемой (добываемой) нефти и воды определяется динамической пористостью.

В свою очередь, динамическая пористость является функцией факторов, обуславливающих строение порового пространства (фракционный состав, степень уплотнения, тип цементации, содержание и тип цемента, а также состава и свойств флюидов, заполняющих поры, кроме того, большую роль играют пластовые условия (пластовое давление и температура).

Из этого следует, что динамическая пористость является интегрированным показателем, учитывающим максимально возможное число факторов, определяющих динамику флюидов, и тем самым позволяющим учесть максимальное число факторов, влияющих на проницаемость пород. Естественно ожидать, что экспериментальные условия могут отличаться от природных, но в то же время эти данные максимально объективно отражают процессы движения флюидов в моделях пласта.

Следует иметь в виду, что динамика движения флюидов в высокопроницаемых и низкопроницаемых породах может существенно отличаться. Это обстоятельство диктует необходимость вовлечения в лабораторные эксперименты по вытеснению нефти образцов пород из полного ряда кластеров по проницаемости, что позволит получить наиболее обоснованные граничные значения всех необходимых параметров.

Ниже приведены примеры обоснования K_p граничного (рисунки 3) и K_{pr} граничного (рисунки 4) по одному из месторождений юга Прикаспийской впадины, которые показывают, что даже при отсутствии экспериментальных данных для зоны слабопроницаемых пород-коллекторов, получены значения для K_{pr} гр. и K_p гр., близкие для реальных «полезных» пластов, демонстрируя тем самым возможность использования предлагаемого способа как объективного инструмента обоснования нижнего предела свойств «полезных», пластов.

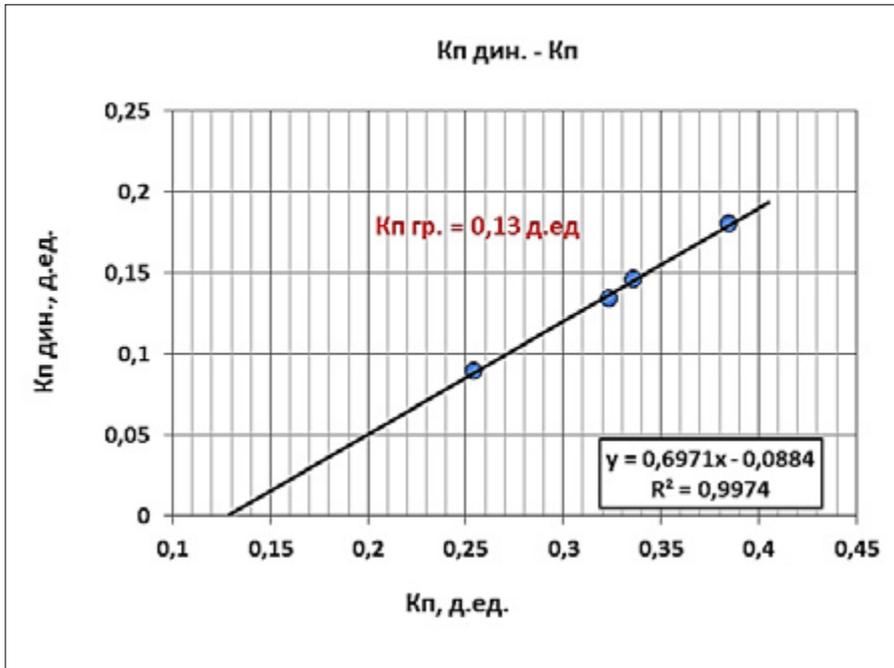


Рисунок 3 – Обоснование Кп граничного по динамической пористости

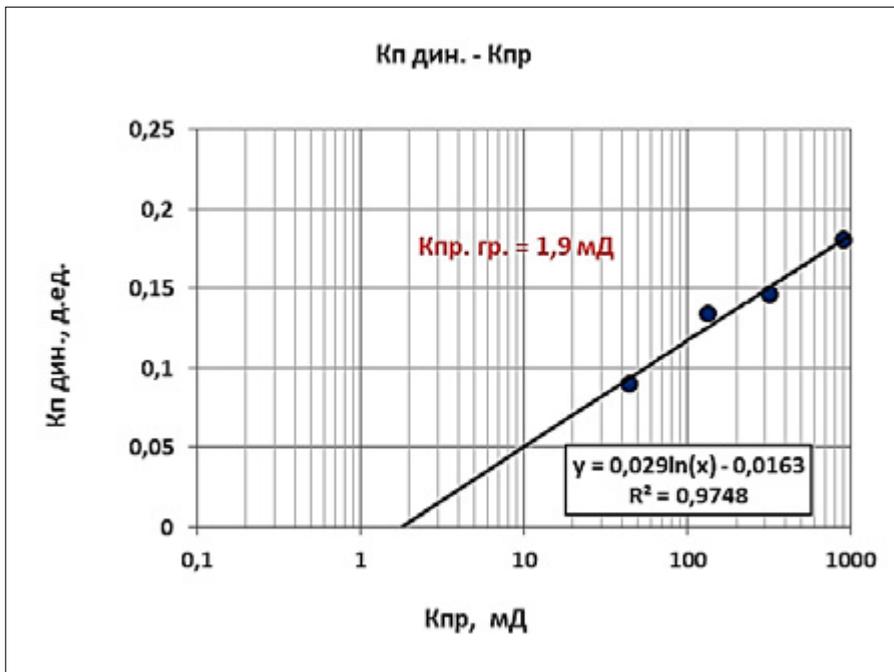


Рисунок 4 – Обоснование Кпр граничного по динамической пористости

ВЫВОДЫ

Используемое априори значение проницаемости в 1 мД, как граничное для выделения «полезных» пластов-коллекторов, не отражает реальные особенности состава и строения нефтемещающих пород, а также свойств флюидов в порах пород, пластовые условия и технологические решения, которые могут быть использованы для интенсификации добычи нефти (например, закачка сухого пара).

Предлагаемый способ основан на результатах экспериментов по вытеснению нефти при заданных условиях и позволяет моделировать поведение флюидов в пласте, что обеспечивает учет максимального числа природных и технологических факторов при определении критических значений свойств пород.

Для наиболее полного и объективного обоснования граничных значений свойств «полезных» пластов целесообразно проводить массовые эксперименты по вытеснению нефти из пласта, вовлекая в процесс максимально полный ряд кластеров пород по проницаемости. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А. Особенности нефтегазонасыщенности палеозойских отложений Прикаспийской впадины // Геология Казахстана. – 2000. – № 5–6. – С. 64–87.
- 2 Бабашева М.Н. Характерные особенности типов пластовых флюидов глубокопогруженных месторождений углеводородов Прикаспийской впадины. Под ред. Былинкина Г.П., Трохименко М.С. Труды ОНГК. – Вып. 3. – Атырау, 2013. – 107 с.
- 3 Золотухина Г.П., Даньшина Н.В. Особенности строения верхнего палеозоя Тенгизской и Королевской площадей (юго-восточная часть Прикаспийской впадины) // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1992. – № 7. – С. 79–85.
- 4 Язынина И.В. и др. Современные методы исследования пород-коллекторов нефти и газа / Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – Москва, 2014.
- 5 Гороян В.И. Коцеруба Л.А. Рабиц Э.Г. Петерсилье В. И. Сборники изучения нефтяных и газовых пород-коллекторов. Труды Мин.Гео СССР Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт. – Вып. 90. – М., 1970.
- 6 Шарина А.В., Крец В.Г. Основы нефтегазового дела. Национальный Открытый Университет «ИНТУИТ», 2013.
- 7 Баженова О.К., Бурлин Ю.К. Соколов., Б.А. Хаин. В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: МГУ: Академия, 2004.