

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО
ГУП ХМАО «НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ХМАО ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА»

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО

*Шестая
научно-практическая конференция*

Том 2

Под редакцией

КАРАСЕВА В.И. — кандидата экономических наук,

АХПАТЕЛОВА Э.А. — кандидата технических наук,

ВОЛКОВА В.А. — кандидата геолого-минералогических наук

Ханты-Мансийск
Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»
2003

ОЦЕНКА ВЕЛИЧИНЫ ДАВЛЕНИЯ ПРОРЫВА ВОДЫ В ГЛИНИСТО-АЛЕВРИТОВЫХ ПЕРЕМЫЧКАХ, РАЗДЕЛЯЮЩИХ ПРОДУКТИВНЫЕ ПРОСЛОИ ПЛАСТА ЮК₁₀ ТАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

В.В. СЕМЕНОВ (ЗАО «ТННЦ»),
М.Ю. ЗУБКОВ (ОАО «СибНИИ НП»)

Изучению экранирующих свойств пород-покрышек посвящено большое количество работ [1, 2, 4—11]. Однако в них приводятся, как правило, качественные характеристики пород-флюидоупоров, описывающие, главным образом, их вещественный состав, текстурные и структурные особенности, мощность, коллекторские, реже — прочностные и деформационные свойства применительно к процессу прорыва газа. В этих работах порода-экрэн рассматривается как кровля газонефтеносного пласта.

В настоящее время внимание разработчиков привлекает возможность увеличения КИН в режиме закачки воды в нижележащий водоносный пласт, отделенный от продуктивного трещиноватой глинистой породой-экрэном, с последующим прорывом воды в вышележащий продуктивный.

Целью данной работы является экспериментальная оценка давления прорыва воды через породу-перемычку, залегающую в основании газонефтенасыщенного пласта.

Рассмотрим некоторые наиболее известные методики и классификации оценки экранирующих свойств различных пород-флюидоупоров.

В качестве главного критерия для оценки экранирующих свойств пород Д.Смит предложил использовать величину давления прорыва газа — критическое значение давления газа, до которого глинистые породы, насыщенные минерализованной водой, сохраняют экранирующие свойства [11]. Он предложил оценивать давление прорыва газа по выположенной к асимптоте кривой капиллярного давления, однако не учитывал влияния на ее форму нагрузки (литостатического давления).

Пожалуй, одной из самых полных и детально разработанных классификаций глинистых пород-покрышек, предложенных для Западно-Сибирского нефтегазового бассейна, является классификация И.Н. Ушатинского [7]. Параметры экранирующих свойств в этой классификации оценивались в зависимости от фильтрационной и диффузионной проницаемости для углеводородов, диаметра пор, давления прорыва, а также литологической однородности, мощности, площади распространения, минерального состава глин и т. д. В описываемой классификации использована оценочная шкала А.А. Ханина (давление прорыва и воздухопроницаемость глин), а выделенные семь классов экранов соответствуют семи группам А.А. Ханина.

Классификация А.А. Ханина [8], или точнее, оценочная шкала экранирующих свойств глинистых пород включает размер преобладающих пор глинистых пород, проницаемость и давление прорыва газа. Эта оценочная шкала широко использована почти во всех последующих классификациях.

В схематической шкале предрасположенности глинистых пород к трещиноватости по деформационно-прочностным показателям, предложенной Н.Н. Павловой, породы делятся на группы в зависимости от величины модуля упругости, коэффициента пластичности, расчетной трещиноватости и предрасположенности к возникновению трещиноватости. Однако в предложенной ею шкале отсутствуют фильтрационные характеристики глинистых пород.

Таким образом, рассмотренные выше классификационные схемы и методы оценки экранирующих свойств глинистых пород учитывают, главным образом, качественные признаки. Количественные признаки, введенные в рассмотренные выше классификации, трудно определять и увязывать друг с другом. Поэтому возникает необходимость разработки для пород-покрышек таких критериев, которые явились бы, с одной стороны, общими для всех пород, с другой — были бы достаточно просто и надежно определяемы. Такими критериями, по мнению Л.М. Марморштейна [5], являются гидродинамические характеристики осадочных пород.

В качестве примера им предлагается использовать соотношение, полученное В.М. Рыжиком (ИГИРГИ) для характеристики времени разрушения залежи (T_p) в случае жесткой (замкнутой) водонапорной системы:

$$T_p = \mu_f mh / k_{пр} \Delta \gamma,$$

где μ_f — вязкость флюида; m — пористость; h — мощность покрышки; $k_{пр}$ — коэффициент проницаемости; $\Delta \gamma$ — начальный градиент давления.

В большей мере, чем проницаемость, по мнению Л.М. Марморштейна, изолирующие свойства пород может характеризовать другой гидродинамический параметр, учитывающий давление и время прорыва углеводородов через породу и зависящий от избыточного давления в залежи, а также капиллярного давления в породе-покрышке.

Капиллярное давление в породе определяется известной формулой Лапласа:

$$p_c = 2\sigma \cos \theta / r_{max},$$

где σ — поверхностное натяжение на границе нефть-вода или газ-вода; θ — угол смачивания; r_{max} — максимальный радиус пор породы.

Известно, что порода-покрышка неоднородна по составу, текстурно-структурным особенностям и, соответственно, экранирующим свойствам, поэтому прорывающая ее жидкость или газ могут найти для себя пути по каналам, имеющим максимальный радиус.

По данным В.С. Маркина, Ю.А. Чизмаджева и др. [4], внедрение несмачивающей жидкости происходит на небольшую глубину при давлениях, близких к капиллярным, но если оно становится выше последнего, то происходит прорыв всей толщи флюидоупора, что, по мнению упомянутых авторов, объясняет наличие ореолов углеводородов, наблюдаемых над нефтяными залежами.

Действительно, эксперименты, проведенные нами на образцах, отобранных из отложений баженовской свиты, насыщенных пластовой нефтью и изолированных первоначально высушенной монтмориллонитовой глиной, показали, что при подаче в них воды вследствие разбухания монтмориллонита происходит повышение давления в системе, причем так, что часть нефти, содержащейся в образце, отобранном из баженовской свиты, прорвала глинистый экран и вышла из кернодержателя, а сам образец разрушился на несколько обломков. В глинистой оболочке наблюдались поверхности скольжения, на которых были заметны пленки прошедшей через нее нефти.

Таким образом, в рассматриваемом случае произошел прорыв двух несмачивающих жидкостей: одной (воды) в «фобный» образец, отобранный из битуминозных отложений баженовской свиты, что вызвало его разрушение, и другой (нефти) из упомянутого образца через «фильный» (водонасыщенный) глинистый экран, что также привело к нарушению его целостности. В рассмотренном эксперименте произошел не просто прорыв, а флюидоразрыв образца баженовской свиты, с одной стороны, и глинистой оболочки с другой.

Существенным фактором, характеризующим экранирующую способность породы, является также начальный градиент, который определяется величиной отклонения от линейного закона фильтрации, связанной с вязкопластичными свойствами поровой воды при малых градиентах давления.

По данным исследователей, занимавшихся оценками значений начального градиента, его величина зависит от степени набухаемости глинистых минералов, влагосодержания, температуры, солености и других факторов [9]. Осмотическое давление также может вызвать повышение начального градиента.

Таким образом, фильтрация в породах возможна лишь после преодоления начального градиента. Значения начального градиента изменяются в пределах $2,43 \cdot 10^{-3} - 0,834$ МПа [9, 10]. Интересно отметить, что по данным тех же авторов при обратном процессе — затухании фильтрации — течение флюида может продолжаться почти до нулевого градиента.

Следует отметить, что определять начальный градиент чрезвычайно сложно. Обычно находят предельный градиент фильтрации, который значительно отличается от начального, причем его экспериментальное определение также сопряжено с большими трудностями.

С целью формализации понятия «экранирующие свойства пород-покрышек» и количественной оценки этих свойств Л.М. Марморштейном предложено использовать данные о проницаемости этих пород и величину давления прорыва с учетом времени прорыва и механизма миграции через покрышку. Им, как и другими исследователями, в качестве рабочего агента предложено использовать газ (азот).

Для определения проницаемости образцов Л.М. Марморштейном предложена следующая формула:

$$k_{пр} = L\eta s / S(p_{вх} - p_{ат}) \cdot \Delta l / \Delta t,$$

где L — длина образца; η — вязкость газа; s — сечение капилляра; S — сечение образца; $p_{вх}$ и $p_{ат}$ — абсолютные величины давлений на входе и выходе (атмосферное); Δl — расстояние, на которое в капилляре переместился мениск; Δt — время, за которое произошло перемещение мениска.

Как показали эксперименты, результаты которых приведены в упомянутой работе, минимальная скорость движения капли, которая может быть надежно измерена, составляет около 0,001 мм/с. Из приведенной формулы следует, что при диаметре капилляра 1,5 мм, длине образца $1 \cdot 10^{-2}$ м и таком же диаметре, используя азот в качестве фильтрующего флюида, для измерения проницаемости порядка 10^{-10} мкм² на входном конце образца необходимо приложить давление порядка 10 МПа.

Для исследований проницаемости глинистых пород по жидкости тем же автором [5] предлагается использовать в качестве образца диск толщиной 2—3 мм, заключенный между двумя образцами хорошо проницаемого керна. На входе образца следует задавать давление насыщающей жидкости, на выходе — измерять перемещение границы жидкость-газ.

При разработке методики и аппаратуры для определения величины давления прорыва пород-флюидоупоров по воде были проанализированы результаты работ, представленные выше. Проведенный анализ показал, что все эксперименты по определению давления прорыва выполнялись с использованием газа, причем образцы насыщались керосином. Нами была использована методика, отличающаяся от описанной выше, позволяющая исследовать давление прорыва воды в водонасыщенных глинисто-алевритовых образцах.

Методика оценки давления прорыва

При оценке величины давления прорыва воды через водонасыщенный флюидоупор (перемычки глинисто-алевритового состава в пласте ЮК₁₀ Талинской площади) нами была использована в качестве базовой установка для определения фазовых проницаемостей.

Подготовка образцов к испытаниям. Из куска керна, представляющего низкопроницаемую породу-покрышку, перпендикулярно напластованию выпиливались образцы цилиндрической формы длиной от 2,050 до 3,200 и диаметром 2,965 см (табл. 1). На этих образцах определялась открытая пористость и проницаемость по газу. Затем из данных цилиндров изготавливались диски толщиной от 0,555 до 0,635 см и на них, с целью определения влияния масштабного эффекта, повторно определялась проницаемость по газу. На последующем этапе выполнялось насыщение дисков моделью пластовой воды с параметрами, соответствующими пласту ЮК₁₀ в условиях вакуума в течение 6 часов с отрицательным давлением в 100 кПа. Все подготовленные к экспериментам образцы отобраны из скв. 9025 Талинской площади из интервала залегания пласта ЮК₁₀, их внешний вид и фотографии шлифов, изготовленных из них, приведены на рис. 1.

Таблица 1

Характеристики образцов, на которых определено давление прорыва

№ образцов	Длина, см	Диаметр, см	Проницаемость по газу, мД	Пористость, %
95	3,200	2,965	0,016	3,0
	0,555	2,965	0,020	
98	2,150	2,965	0,092	6,0
	0,595	2,965	0,044	
101	3,200	2,965	0,013	4,0
	0,635	2,965	0,011	
107	2,050	2,965	0,219	5,7
	0,600	2,965	0,029	

Сопоставляя текстурно-структурные особенности, вещественный и гранулометрический составы отобранных образцов с их фильтрационными характеристиками, можно отметить следующее.

Образец № 95 представляет собой углисто-алевритистую глину с довольно однородной текстурой (см. рис. 1 а, б). Его проницаемость, определенная как на изготовленном из него цилиндре, так и на диске, имеет примерно одинаковые значения (см. табл. 1).

Образец № 98 — это тонко — наклоннослоистый сильно глинистый алеврит, имеющий неоднородную (слоистую) текстуру (см. рис. 1 в, г). Вероятно,

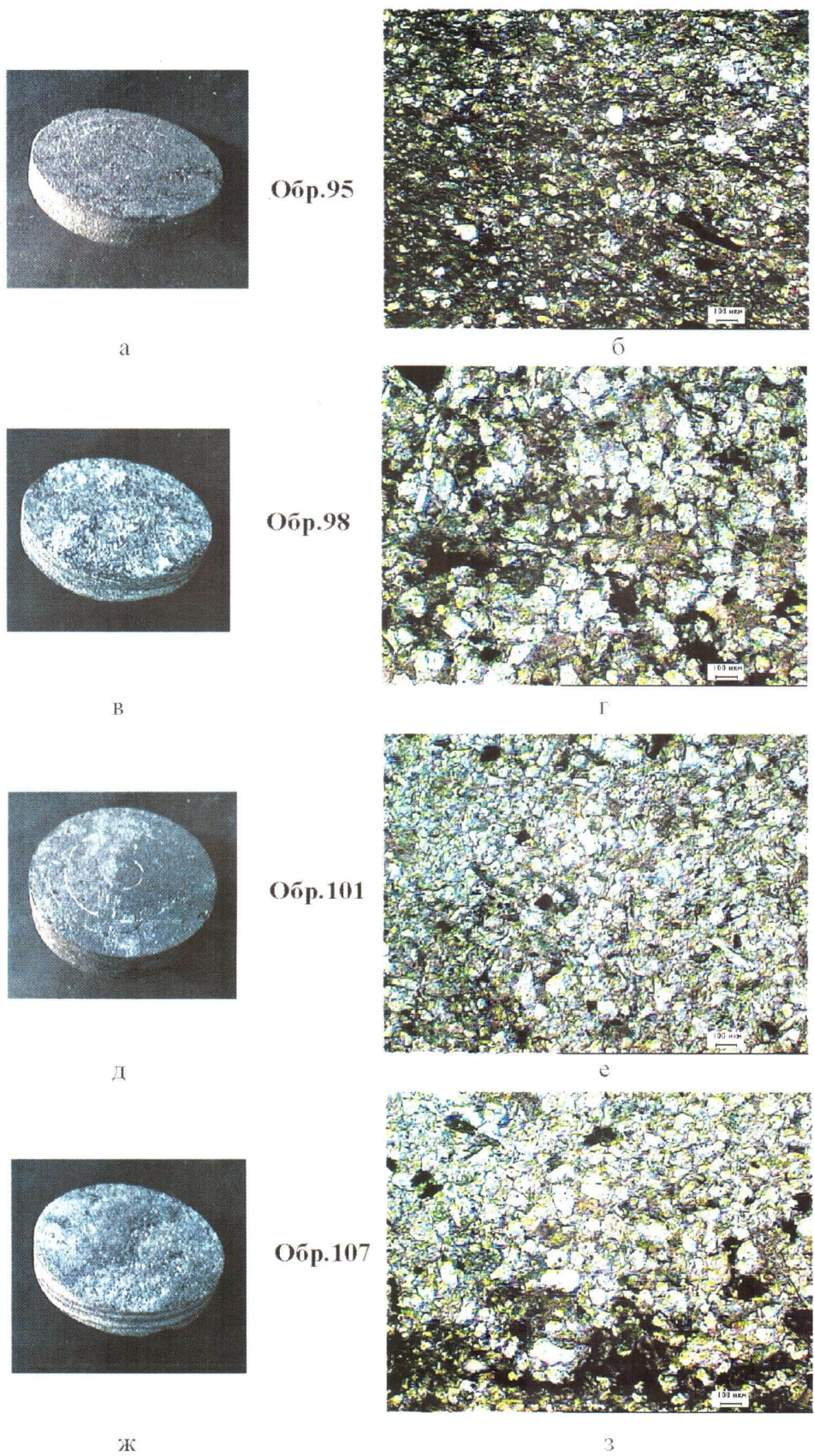


Рис. 1. Общий вид образцов (дисков), использовавшихся в экспериментах по определению давления прорыва воды (а, в, д, ж), и фотографии петрографических шлифов (б, г, е, з), изготовленных из этих же образцов (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀)

именно неоднородной текстурой образца объясняется масштабный эффект, проявляющийся в том, что у цилиндра проницаемость в 2 раза выше, чем у диска, изготовленного из него. Действительно, проницаемость алевритовых прослоек гораздо выше, чем глинистых и глинисто-углистых.

Образец № 101 представляет собой довольно однородную углисто-алевритистую глину (см. рис. 1д,е). Однородная текстура обуславливает отсутствие выявленного в предыдущем образце масштабного эффекта. Действительно, и цилиндр, и диск, изготовленный из него, имеют практически одинаковую по величине абсолютную проницаемость (см. табл. 1).

Образец № 107 так же, как и обр. 98, имеет неоднородную (тонкослоистую) текстуру, обусловленную переслаиванием углисто-глинистых и глинисто-алевритистых тонких прослоек (см. рис. 1 ж, з). Эти прослойки имеют различную проницаемость, с чем, вероятно, и связан масштабный эффект, выявленный при определении абсолютной проницаемости цилиндра и изготовленного из него диска (см. табл. 1). Проницаемость цилиндра почти на порядок выше проницаемости диска.

Образование проводящих каналов (микротрещин) может быть также связано с резкими различиями прочностных (механических) свойств прослоек различного состава, слагающих неоднородный (слоистый) образец. Действительно, как показали проведенные нами эксперименты по тектонофизическому моделированию распределения напряжений в слоистых средах, наблюдаются резкие скачки величины напряжений на границах слоев различного состава и, соответственно, обладающих различными прочностными свойствами [3].

Проведение экспериментов. Образец помещался в резиновую манжету между двумя имитаторами-цилиндрами, изготовленными из нержавеющей стали диаметром 2,950 см. Диаметр имитаторов назначался на 0,15 мм меньше диаметра образцов породы с тем, чтобы при нагревании системы «порода—сталь» диаметр стального цилиндра не превышал диаметра испытываемого диска вследствие неравномерного температурного расширения стали и породы. Между образцом и стальным цилиндром закладывалась фильтровальная бумага в 2 слоя.

Резиновая манжета устанавливалась в кернодержатель высокого давления в вертикальном положении (при этом слои образца располагались горизонтально) и подвергалась всестороннему обжатию маслом в 31,7 МПа. В образце создавалось поровое давление. Модель пластовой воды подводилась к нижнему и верхнему торцам образца одновременно под давлением в 1,3 МПа в уравновешенном состоянии. При этом из системы, предназначенной для создания порового давления, стравливался воздух. В дальнейшем поровое давление поддерживалось клапаном, регулируемым противодействием азота от баллона.

Кернодержатель нагревался в течение 16 часов при температуре 100°C с целью восстановления основной части пластической деформации породы и стабилизации условий эксперимента. После этого приступали к измерениям фильтрационных характеристик образца: расхода прокачиваемой воды (Q), избыточного давления (Ризб.), давления прорыва (ДР) и времени прорыва воды через образец (t).

Расход воды измерялся с помощью мерной бюретки и секундомера. При малых значениях ДР давление прорыва фиксировалось дифференциальным манометром «Метран-43 ФДД» модели 3494-03 с верхним пределом измерения 630 кПа, при больших значениях ДР — образцовыми манометрами. Последними также измерялось избыточное давление в системе подачи порового раствора. Время прорыва воды определялось по изменению показаний манометров (начало падения

либо стабилизации давления). Показания дифференциального манометра записывались шестиканальным прибором «Технограф-100».

Прокачка воды через образец выполнялась:

- в трех режимах для образцов № 98 и 107;
- в двух режимах для образцов № 95 и 101 (см. табл. 2).

Исключение третьего режима для последних двух образцов обусловлено превышением расчетного (максимально возможного при закачке нагнетаемой в пласт воды для осуществления вертикального вытеснения нефти) избыточного давления — 20,0 МПа — при расходе воды более 0,090 см³/с.

Результаты экспериментов

Результаты экспериментов представлены в табл. 2. По ним рассчитаны коэффициенты проницаемости образцов и построены графики типа $\Delta P = f(Q)$, $K_{пр} = f(Q)$ и $K_{пр} = f(\Delta P)$ (рис. 2—10).

Таблица 2

Фильтрационные характеристики образцов и время прорыва воды

№ образцов	Расход воды, $Q \cdot 10^4$, см ³ /с	Давление прорыва, ΔP , МПа	Избыточное давление, Ризб., МПа	Коэффициент проницаемости по воде, $K_{пр} \cdot 10^2$, мД	Время прорыва воды, t, с
1	2	3	4	5	6
95	9,35	0,144	0,3	2,08	180
	92,59	1,4	2,7	2,15	150
98	9,30	0,067	0,1	4,09	129
98	94,34	0,6	1,9	4,21	114
	952,38	3,1	4,4	8,86	51
101	9,20	0,296	1,0	1,14	555
	90,91	2,7	4,0	1,26	321
107	9,17	0,265	0,4	1,27	180
	99,01	2,1	3,4	1,73	144
	909,09	15,1	16,4	2,20	9

Графики на рис. 2—5 и табл. 2 свидетельствуют о том, что повышение расхода прокачиваемой воды через образец сопровождается ростом давления прорыва (кинетический эффект). В первом приближении функция ΔP аппроксимируется уравнением типа $y = ax + b$. Свободный член b уравнения, по нашим представлениям, характеризует величину давления сдвига, которая варьирует в пределах 5,2—290,4 кПа.

Графики на рис. 6—9 представляют зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от расхода (Q). Взаимосвязь между $K_{пр}$ и Q также описывается уравнением прямой линии.

Следует отметить, что коэффициенты в уравнениях, характеризующие угол наклона прямой, не превышают 0,52. Это говорит о том, что увеличение расхода воды при прокачке влечет за собой незначительное повышение $K_{пр}$ в пределах условий выполнения данных экспериментов. Тем не менее, при повышении расхода до 0,090 см³/с и выше, наблюдается приблизительно двукратное увеличение $K_{пр}$ у образцов № 98 и 107. Это явление может быть объяснено образованием новых, либо расширением существующих микротрещин в образце. Однако иссле-

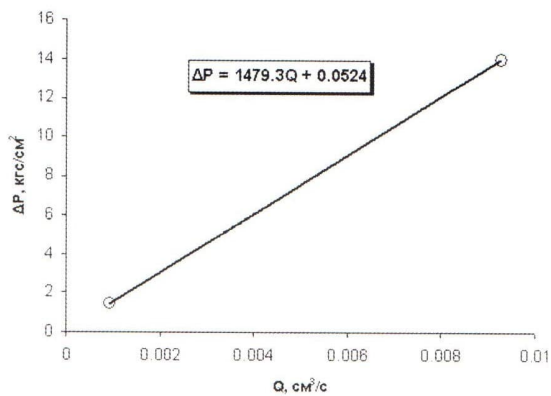


Рис. 2. Зависимость давления прорыва (ΔP) от расхода прокачиваемой воды (Q) (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀, обр. 95)

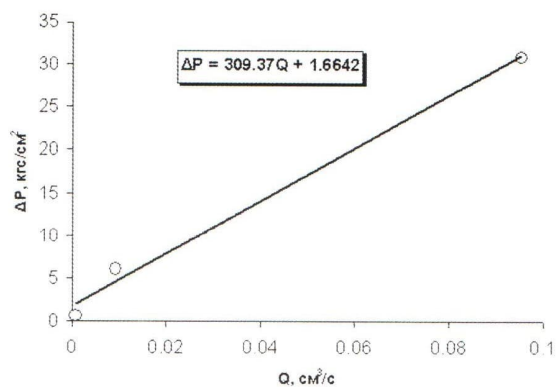


Рис. 3. Зависимость давления прорыва (ΔP) от расхода прокачиваемой воды (Q) (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀, обр. 98)

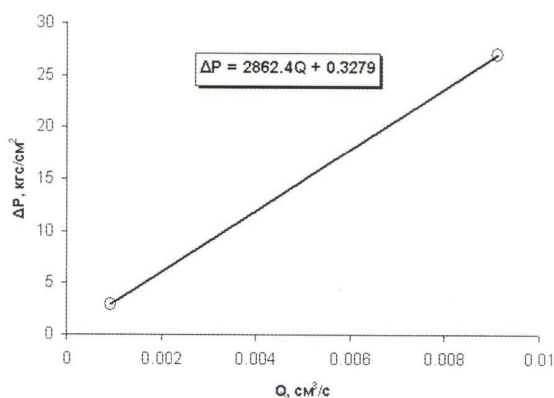


Рис. 4. Зависимость давления прорыва (ΔP) от расхода прокачиваемой воды (Q) (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀, обр. 101)

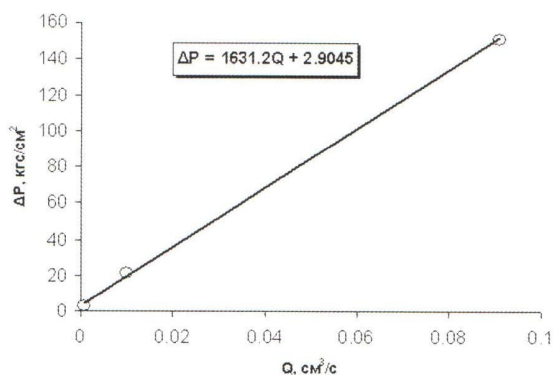


Рис. 5. Зависимость давления прорыва (ΔP) от расхода прокачиваемой воды (Q) (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀, обр. 107)

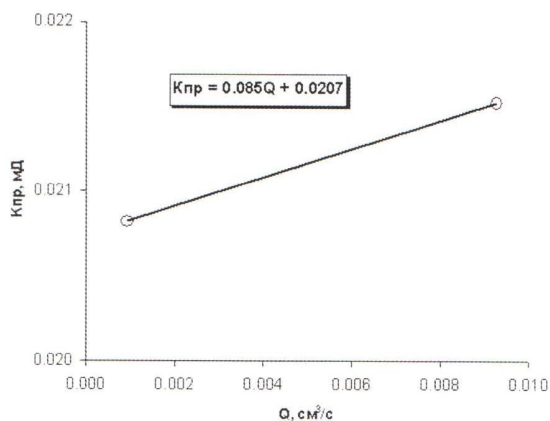


Рис. 6. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от расхода прокачиваемой жидкости (Q) (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀, обр. 95)

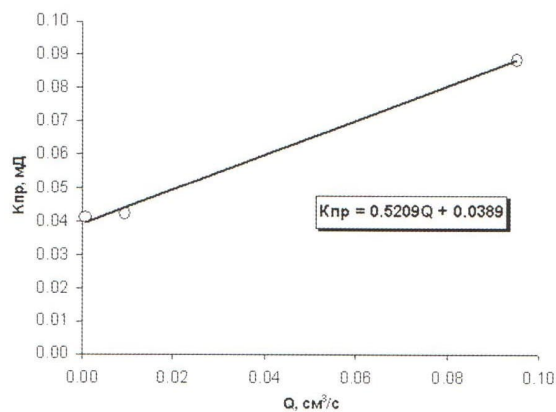


Рис. 7. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от расхода прокачиваемой жидкости (Q) (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀, обр. 98)

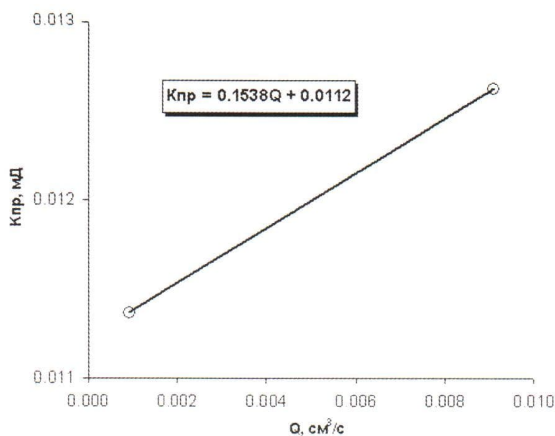


Рис. 8. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от расхода прокачиваемой жидкости (Q) (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀, обр. 101)

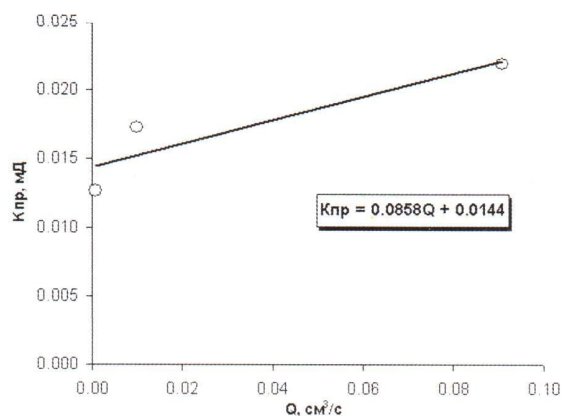


Рис. 9. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от расхода прокачиваемой жидкости (Q) (Талинская площадь, скв. 9025, пласт ЮК₁₀, обр. 107)

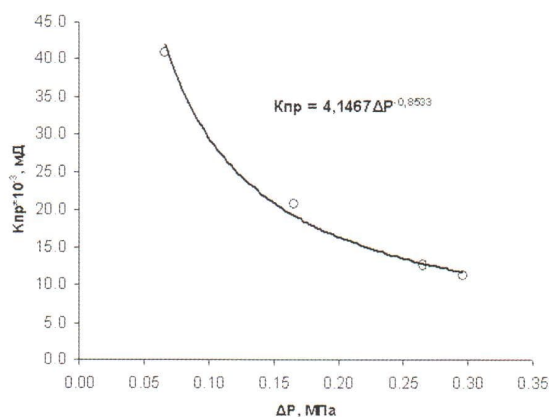


Рис. 10. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от давления прорыва (ΔP) ($Q = 9,3 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{с}$)

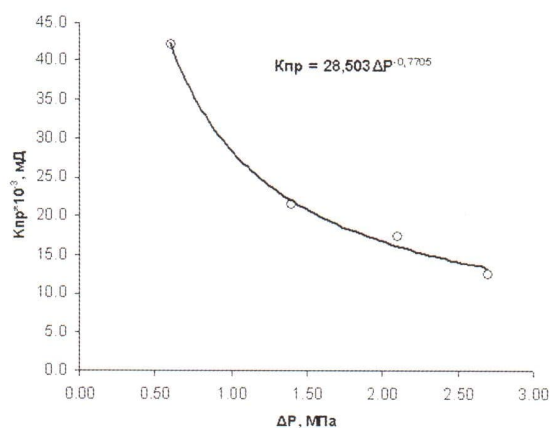


Рис. 11. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от давления прорыва (ΔP) ($Q = 9,3 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/\text{с}$)

дование поверхности этих образцов под микроскопом не позволило установить присутствие в них трещин. Вполне вероятно, что предполагаемые трещины имеют субмикроскопические размеры и раскрытость, а потому не видны при увеличении до 300 раз, или они смыкаются при извлечении образцов из кернодержателя вследствие изменения динамических и термобарических условий. Прокрашивание этих образцов смолой сначала под вакуумом, а затем под давлением в 20 МПа также не позволило выявить в них трещин (см. рис. 1 в, г и ж, з). Этим методом удастся надежно устанавливать каналы, имеющие диаметр не менее 1,5 мкм, вероятно, микротрещинки, присутствующие в образце, имеют меньшую величину раскрытости. Следует напомнить, что именно эти же образцы характеризовались масштабным эффектом, связанным с резким изменением абсолютной газовой проницаемости образцов и изготовленных из них для проведения экспериментов по определению давления прорыва дисков (см. табл. 1).

Связь между $K_{пр}$ и ΔP показана на рис. 10 и 11, где четко видна обратно пропорциональная зависимость между этими параметрами, — чем ниже ΔP , тем выше $K_{пр}$. Коэффициенты детерминации 0,9893 и 0,9923 позволяют оценить связь между $K_{пр}$ и ΔP как довольно тесную, что, в свою очередь, позволяет успешно использовать полученную тенденцию для расчетов $K_{пр}$ в зависимости от ΔP .

Таким образом, полученные предварительные результаты исследования давления прорыва пород глинисто-алевритового состава пласта ЮК₁₀ могут быть достаточным основанием для таких выводов:

- изучаемые образцы обладают весьма низкой газо- и водопроницаемостью;
- при проведении экспериментов наблюдается масштабный эффект, который находит свое отражение в проницаемости пород; это явление необходимо учитывать при расчетах ΔP и $K_{пр}$ в пластовых условиях;
- масштабный эффект, связанный с резким изменением $K_{пр}$ диска по сравнению с цилиндром, изготовленных из одного и того же образца, отмечается лишь в неоднородных (тонкослоистых) разновидностях;
- давление прорыва в образцах зависит от их фильтрационных свойств, а также величины избыточного давления, которая в наших экспериментах варьирует в пределах 0,144—15,1 МПа;
- прокачка воды через образцы при повышенных расходах (около 0,090 см³/с и выше) приводит к расширению унаследованных либо формированию новых микротрещин в образцах;
- сопоставление зависимостей $K_{пр} = f(Q)$ показывает, что в образцах с относительно большей проницаемостью $K_{пр}$ пород в первоначальный момент увеличения Q до 0,01 см³/с практически не изменяется, в то время как в образцах с меньшей проницаемостью увеличение Q до этих же величин сопровождается заметным ростом $K_{пр}$. Это явление можно объяснить образованием новых микротрещин;
- повышение величины $K_{пр}$ определяет снижение значения ΔP ; полученные уравнения регрессии позволяют рассчитывать $K_{пр}$ по ΔP (и наоборот);
- давление сдвига воды в водонасыщенных образцах колеблется от 5,2 до 290,4 кПа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр.— М.: Недра.— 1973.
2. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Оценка коэффициента водопроницаемости глинистых покрышек в естественном залегании по комплексу геолого-геофизических наблюдений // Нефтяное хозяйство.— 1977.— № 7.— С. 69—74.
3. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа.— 1999.— № 11—12.— С. 31—40.
4. Чизмаджев Ю.А., Маркин В.С., Тарасевич М.Р. и др. Макрокинетика процессов в пористых средах.— М.: Наука.— 1971.
5. Марморштейн Л.М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах.— М.: Недра.— 1985.— 190 с.
6. Абдурахманов К.А., Колоскова М.И., Корчагин О.Ф. и др. Структура порового пространства глинистых и алевритовых пород-покрышек // Нефтегазовая геология и геофизика.— 1974.— № 8.— С. 28—32.
7. Уйатинский И.Н. Экранирующие свойства глинистых пород над залежами нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Советская геология.— 1971.— № 5.— С. 25—29.
8. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов.— М.: Недра.— 1976.
9. Miller R. J. Threshold gradient for water in clay systems soil // Sci. Amer. Proc.— 1969.— Vol. 27.— № 5.— P. 17—25.
10. Russel D.A., Swartendruher D. Fluxgradient relationship for saturated flow of water wtrought mixtures of sand, silt and clay soil // Sci / Soc. Amer. Proc.— 1971.— Vol. 35.— № 1.— P. 28—31.
11. Smith D.A. Theoretical considerations of sealing and non-sealing faults // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.— 1966.— Vol. 50.— № 2.— P. 363—374.