

Научная статья

УДК 550.8

<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-3-48-56>

EDN UDSKMC

Анализ зависимости проницаемости от открытой пористости карбонатных пород коллектора в районах Астраханского газоконденсатного месторождения

*Алла Викторовна Ревина[✉], Дмитрий Андреевич Коннов,
Наталья Сергеевна Ревина, Василина Александровна Колесникова*

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, alla.revina2104@yandex.ru[✉]*

Аннотация. На сегодняшний момент запасы месторождений, содержащих вязкую и высоковязкую нефть, составляют более половины от всех разведанных запасов нефтегазовых месторождений. Карбонатные месторождения, в которых сконцентрированы нефтегазовые флюиды, характеризуются сложной структурой пустотного пространства, содержащей углеводороды. Вследствие большего содержания части нефти в несвязанных между собой неглубоких трещинах разработка таких запасов затруднена. По этой причине основной задачей данного исследования выбрано установление зависимости «кern-кern» показателя проницаемости от пористости карбонатных пород-коллекторов, слагающих Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ). На основе характеристики Астраханского свода и залежи в районах АГКМ в работе представлены результаты исследовательской работы по определению пористости породы методом гидростатического взвешивания на основе имеющихся сведений о карбонатных залежах пласта, физических свойств горных пород, слагающих пласт, характеристике геофизических величин пористости и проницаемости. Приведены полученные значения масс-образцов путем взвешивания в различных состояниях насыщения и вычисления значения проницаемости образцов керн. Выявлена линейная зависимость открытой пористости карбонатных пород на проницаемость. Проведен анализ результатов исследований по образцам керн, полученных на скважинах АГКМ. Приведены значения коэффициентов пористости и проницаемости. На основании заключения о фильтрационно-емкостных свойствах месторождения сделан вывод о влиянии зависимости проницаемости породы от открытой пористости на коллекторские свойства месторождения. Приведен полученный на основе вычисленных данных график, составлено уравнение зависимости «кern-кern» или линейное уравнение регрессии.

Ключевые слова: Астраханское газоконденсатное месторождение, пористость, проницаемость, нефть, газ, карбонатное месторождение

Для цитирования: Ревина А. В., Коннов Д. А., Ревина Н. С., Колесникова В. А. Анализ зависимости проницаемости от открытой пористости карбонатных пород коллектора в районах Астраханского газоконденсатного месторождения // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2023. № 3. С. 48–56. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-3-48-56>. EDN UDSKMC.

Original article

Analysis of the dependence of permeability on the open porosity of carbonate reservoir rocks in the areas of the Astrakhan gas condensate field

Alla V. Revina[✉], Dmitry A. Konnov, Nataliya S. Revina, Vasilina A. Kolesnikova

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, alla.revina2104@yandex.ru[✉]*

Abstract. At the present moment the fields reserves containing viscous and high-viscosity oil account for more than half of all the explored reserves of oil and gas fields. Carbonate deposits, in which oil and gas fluids are concentrated, are characterized by a complex structure of void space containing hydrocarbons. Due to the higher content of part of the oil in unrelated shallow cracks, the development of such reserves is difficult. For this reason, the main task of this study was to establish the dependence of the core-core permeability index on the porosity of carbonate reservoir rocks composing the Astrakhan Gas Condensate field (AGCM). Based on the characteristics of the Astrakhan arch and deposits in the AGCM areas, the paper presents the results of research work to determine the porosity of the rock by hydrostatic weighing based on the available information about the carbonate deposits of the formation, the physical properties of the rocks composing the formation, the characteristics of the geophysical values of porosity and permeability. The obtained values of the mass samples are given by weighing in various saturation states and calculating the permeability of the core samples. The linear dependence of the open porosity of carbonate rocks on permeability is revealed. The analysis of the results of studies on core samples obtained at the wells of the AGCM was carried out. The values of porosity and permeability coefficients are given. Based on the conclusion about the filtration-capacitance properties of the deposit the dependence of the permeability of the rock on the open porosity on the reservoir properties of the deposit was concluded. The graph obtained on the basis of the calculated data is given, the equation of the “core-core” dependence or a linear regression equation is compiled.

Keywords: Astrakhan gas condensate field, porosity, permeability, oil, gas, carbonate field

For citation: Revina A. V., Konnov D. A., Revina N. S., Kolesnikova V. A. Analysis of the dependence of permeability on the open porosity of carbonate reservoir rocks in the areas of the Astrakhan gas condensate field. *Oil and gas technologies and environmental safety. 2023;3:48-56.* (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-3-48-56>. EDN UDSKMC.

Введение

На территории Российской Федерации представлено огромное множество нефтегазоносных месторождений, заключенных в карбонатных отложениях. Новые открытые месторождения, которые ранее были неизвестны, чаще всего относят к карбонатным, основная масса известных залежей принадлежит к терригенным. В настоящее время данные месторождения, содержащие вязкую и высоковязкую нефть, составляют более 30 % мировых разведанных запасов. На территории России их запасы составляют более 50 %.

Разработке коллекторов, состоящих из карбонатов и содержащих высоковязкие нефти, уделяется особое внимание в нефтегазодобывающей промышленности. Такие коллекторы характеризуются сложной структурой пустотного пространства, содержащей углеводороды. Флюиды, сконцентрированные в карбонатных месторождениях, играют все более важную роль в мировом энергетическом балансе.

Поскольку большая часть нефти содержится в несвязанных между собой неглубоких трещинах, разработка таких запасов затруднена. Подземные резервуары нефти и газа в основном состоят из осадочных пород. Карбонатные коллекторы представлены в основном доломитом, известняком, мергелями и др. Поэтому для дальнейшей разработки месторождения и оценки фильтрационных характеристик карбонатных пород-коллекторов исследуются физические свойства пород: пористость, проницаемость и насыщенность.

Целью работы является установление влияния

зависимости проницаемости от коэффициента открытой пористости на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород, слагающих Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ).

Характеристика Астраханского свода в районах АГКМ и залежи АГКМ

Запасы флюидов АГКМ находятся в юго-западной части Прикаспия, в пределах Аксарайского вала, занимающего центральную часть Астраханского свода. Данное месторождение принадлежит к отложениям каменноугольной системы. На Астраханском месторождении карбонатные пласты крайне неоднородны, а глинистые слои отсутствуют. Кроме этого, месторождение характеризуется необычно высоким пластовым давлением и температурой, а также повышенным содержанием кислых элементов в составе. Внутри карбонатного массива распределение толщ с повышенными коллекторскими свойствами более сложное [1].

Здесь пласты с высокой пористостью и проницаемостью существуют в пределах подсолевого разреза, но они образуют отдельные, изолированные линзы.

Непостоянство площадей разрезов, имеющих относительно небольшую общую толщину, по сравнению с их диапазоном, является особенностью продуктивной толщи АГКМ.

Нестабильность пород в разрезе обуславливается чередованием разнообразных проницаемых слоев прослоев, причем толщина проницаемых пород варьируется от 1 м до более чем 25 м (табл. 1).

Основные геологические и газоконденсатные характеристики залежей АГКМ

Main geological and gas condensate characteristics of AGCM deposits

Показатель	Значение
Глубина залегания, м	3 870–4 100
Пластовое давление (среднее), МПа	61,2
Пластовая температура, °С	110
Коллектор	Карбонатный
Средняя проницаемость	0,78–3,62
Молярная доля углеводородов C ₂ H ₅ – C ₄ H ₁₀ , %	3,80
Молярная доля H ₂ S / CO ₂ , %	25 / 13
Плотность стабильного конденсата C5+, г/см ³	0,795–0,825

Весь пласт породы является проницаемым с макро- и микротрещинами [2]. Исследования керна и скважин подтверждают относительно низкие фильтрационные свойства матрицы карбонатных пород.

Наличие высоких дебитов в интервалах с относительно низкой пористостью во многих скважинах указывает на то, что гидроразрыв пласта играет важную роль в проницаемости этих интервалов [3].

Карбонатные коллекторы

Коллекторами называются горные породы, которые могут вмещать и отдавать флюиды. Породы-коллекторы преимущественно состоят из осадочных пород, которые классифицируются как обломочные и карбонатные. Они могут делиться по литологическому составу, выделяя две основные группы: терригенные и карбонатные, а также по классификации В. Н. Дахнова [4], подразделяясь по коллекторским свойствам.

Наличие только двух основных породообразующих минералов кальцита (CaCO₃), доломита (CaMg(CO₃)₂) и магнезита (MgCO₃) является основным отличием карбонатных пород-коллекторов от терригенных.

По оценкам, карбонаты составляют 1,7 % от веса земной коры.

Карбонатные коллекторы в основном являются коллекторами с вторичным пустотным пространством трещинного и кавернового типа. Трещины в карбонатных породах образуются вследствие диагенеза и катагенеза. Фильтрация флюидов происходит в основном через трещины и каверны. Тектонические разломы очень важны для миграции флюидов и формирования коллекторов. Проникая в породу в разных направлениях, они способствуют сообщаемости тупиковых пор, также они создают пути миграции и дополнительный резервуар.

Физические свойства горных пород

Исследования физических свойств веществ – это задача физики твёрдых тел, жидкостей и газов. Прикладные науки изучают физические свойства и параметры веществ преимущественно для использования их в промышленной индустрии.

В геологии и геофизике приводящееся для изучения процессов формирования горных пород исследования обуславливаются своей специфичностью, задачами, теорией, а также методикой.

Для оценки нефтяных и газовых резервуаров необходимо знать пористость, капиллярные свойства, насыщенность пород, проницаемость и т. д.

Характеристика и определение пористости

Тип пористости пород-коллекторов идентифицирует физические свойства горной породы.

Горная порода обуславливается наличием поровых каналов между отдельными зёрнами или частицами породы. Пory и другие пустоты можно распределить на первичные и вторичные. Первичными называются пустоты, образовавшиеся в процессе осадконакопления и формирования породы, вторичными являются трещины, образовавшиеся в результате последующего разрушения, доломитизации породы и т. д.

Объём пор зависит от параметров зёрен, а также их расположения. В соответствии с исследованиями керна открытая пористость карбонатных пород колеблется от 3–6 до 15–18 %, составляя в среднем порядка 10 %. Абсолютная проницаемость пород невысока, колеблется от 2 до 100 мД, изредка поднимаясь до 1 Д. Значение пористости, которое даёт промышленную нефть в карбонатных породах, – 10–25% (рис. 1).

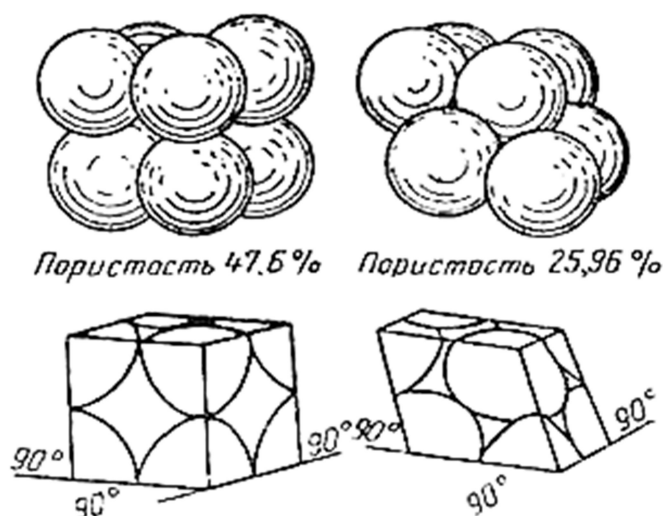


Рис. 1. Различная укладка сферических зерен одного размера, составляющих пористый материал [5]

Fig. 1. Different stacking of spherical grains of the same size that make up a porous material [5]

В соответствии со степенью сообщаемости пор выделяют открытую и закрытую пористость [6].

Определение пористости происходит в зависимости от использования различными способами, таких как: весовой, объемно-весовой, объемный или газометрический. В данной работе определение коэффициента открытой пористости осуществляли методом гидростатического взвешивания:

– коэффициент общей пористости:

$$K_{\text{п}} = \frac{V_{\text{пор.общ}}}{V_{\text{обр}}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{пор.общ}}$ – общий объем пор в образце породы; $V_{\text{обр}}$ – объем образца;

– коэффициент открытой пористости:

$$K_{\text{о.п}} = \frac{V_{\text{пор.о}}}{V_{\text{обр}}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{пор.о}}$ – объем открытых пор в образце породы; $K_{\text{п.з}}$ – коэффициент закрытой пористости:

$$K_{\text{п.з}} = \frac{V_{\text{пор.з}}}{V_{\text{обр}}}, \quad (3)$$

где $V_{\text{пор.з}}$ – объем закрытых пор в образце породы.

В ходе исследования по определению пористости образцов керна карбонатных пород нами были получены значения масс-образцов путем взвешивания в различных состояниях насыщения (табл. 2): массы сухого образца путем взвешивания в воздухе; массы образца в рабочей жидкости путем гидростатического взвешивания; массы насыщенного рабочей жидкостью образца путем взвешивания в воздухе [7].

Насыщение, а также само взвешивание, было произведено в керосине, чтобы предотвратить процессы химического взаимодействия.

Таблица 2

Table 2

Полученные значения масс-образцов путем взвешивания в различных состояниях насыщения

The obtained values of the mass samples by weighing in various saturation states

$M_1 \cdot 10^{-3}$, кг	$M_2 \cdot 10^{-3}$, кг	$M_{\text{кор}} \cdot 10^{-3}$, кг	$M_3 \cdot 10^{-3}$, кг	$K_{\text{о.п}}$, %
58,3	57,7	7,9	59	7,6
57,0	57,6	7,9	58	12,04
66,7	66,9	7,9	67	3,75
65,6	64,5	7,9	66	4,26
62,4	62,4	7,9	63	7,06
66,8	66,6	7,9	67	2,41
54,8	56,7	7,9	56	16,67

Формула для определения открытой пористости:

$$K_{o,п} = \frac{V_{пор.o}}{V_{обр}} = \frac{(M_3 - M_1) / \delta_{ж}}{(M_3 - M_2 + M_{кор}) / \delta_{ж}} = \frac{M_3 - M_1}{M_3 - M_2 + M_{кор}}, \quad (4)$$

где M_1 – масса в сухом состоянии; M_2 – масса в жидкости; M_3 – масса в насыщенном состоянии; $M_{кор}$ – масса корзинки; $(M_3 - M_1)$ – масса жидкости в поровом пространстве образца; $(M_3 - M_2 + M_{кор})$ – масса объема жидкости, равного объему образца (масса жидкости в объеме образца); $\delta_{ж}$ – плотность жидкости.

Характеристика и определение проницаемости
 Свойство породы, при котором она способна пропускать углеводороды при перепадах давления, называется проницаемостью. Проницаемость породы зависит от степени насыщения породы, соотношения фаз и физических свойств породы (рис. 2).

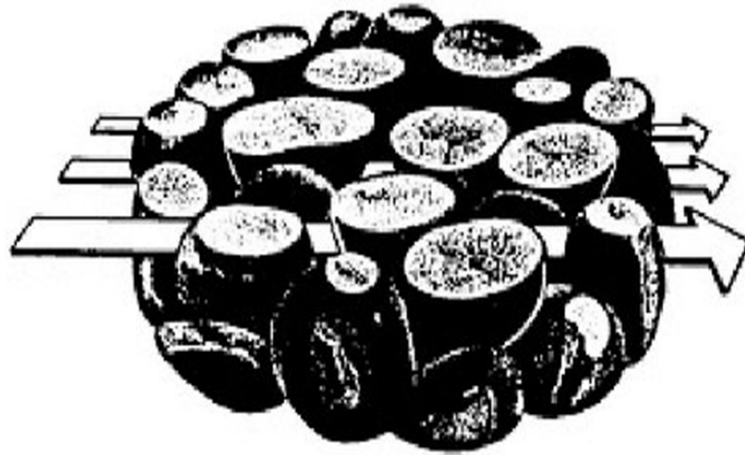


Рис. 2. Наглядное представление проницаемости породы

Fig. 2. Visual representation of rock permeability

Классифицируется на:

- абсолютную (включает в себя породы, соответствующие условиям отсутствия физического взаимодействия между углеводородами и пористой средой, а также ее наибольшего заполнения флюидами);
- фазовую (зависит от свойств породы, условий фильтрации и от качества порового пространства, также она существенно ниже абсолютной проницаемости, т. к. при фильтрации непостоянна по пласту);
- относительную (вычисляется отношением фазовой к абсолютной проницаемости) [8].

Коэффициент проницаемости называется иначе коэффициентом проницаемости породы:

$$K_{пр} = \frac{QL\mu}{\Delta p F}, \quad (5)$$

где Q – объемный расход жидкости через породу за 1 с, м³/с; L – длина пути, на котором происходит фильтрация жидкости, м; μ – динамическая вязкость

жидкости, Па·с; Δp – перепад давления на длине образца породы, Па; F – площадь фильтрации, м².

В ходе исследования применялась установка для определения газопроницаемости образцов керна Эпрон 2000, были получены значения коэффициента проницаемости, а также объемный расход жидкости через породу. Измерение осуществлялось при трех разных средних значений давления для того, чтобы получить более точное среднее значение коэффициента проницаемости. Параметры образцов были едины: длина – $3,1 \cdot 10^{-3}$ м, диаметр – $3 \cdot 10^{-3}$ м (табл. 3).

В результате проведенных исследований по определению проницаемости было измерено семь образцов керна, один из которых (№ 7) сильно выбивался по значению от других. Поэтому, вероятнее всего, данный образец обладает повышенной проницаемостью, по причине попадания в аномальную зону трещиноватости. Именно по этой причине этот образец не был включен в дальнейшие вычисления.

Таблица 3

Table 3

Результаты проведения работы по определению проницаемости
Results of the work on the determination of permeability

№ образцов кернов	Образцы									Среднее значение $K_{пр}$, мД
	1			2			3			
	p , атм	$Q \cdot 10^{-6}$, м ³ /с	$K_{пр}$, мД	p , атм	$Q \cdot 10^{-6}$, м ³ /с	$K_{пр}$, мД	p , атм	$Q \cdot 10^{-6}$, м ³ /с	$K_{пр}$, мД	
1	1,499	0,018	0,056	1,402	0,019	0,068	1,294	0,015	0,057	0,060
2	1,516	0,138	0,428	1,403	0,118	0,410	1,320	0,108	0,409	0,416
3	1,511	0,015	0,046	1,406	0,014	0,050	1,284	0,012	0,047	0,048
4	1,498	0,017	0,052	1,390	0,015	0,054	1,315	0,015	0,058	0,055
5	1,495	0,044	0,143	1,426	0,025	0,088	1,321	0,025	0,095	0,109
6	1,487	0,067	0,213	1,397	0,016	0,055	1,289	0,014	0,055	0,108
7	1,485	4,918	15,69	1,411	3,918	13,468	1,308	3,51	13,431	14,196

Влияние зависимости открытой пористости карбонатных пород на проницаемость

Выполненная исследовательская работа по определению зависимости проницаемости от пористости образцов керна позволила составить уравнение зависимости «кern-кern», которое реализует связь двух петрофизических параметров.

В ходе работы были получены результаты по определению коэффициентов открытой пористости и проницаемости образцов керна, составлена таблица, в которой также приведены данные: корреляционного момента K_{xy} , дисперсии σ_x^2 , σ_y^2 , коэффициент корреляции r , а также средние значения \bar{x} , \bar{y} , полученные на основе найденных значений $K_{пр}$ и $K_{о.п.}$. В таблице и последующих вычислениях значения x и y принимаются как $K_{о.п.}$ и $K_{пр}$ соответственно:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i; \bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i, \quad (6)$$

$$\sigma_x^2 = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2; \sigma_y^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2, \quad (7)$$

$$K_{xy} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}), \quad (8)$$

$$r = \frac{K_{xy}}{\sigma_x \sigma_y}. \quad (9)$$

Коэффициент корреляции r имеет важное значение в статистических исследованиях, его величина заключена в интервале от +1 и -1. Причем, чем ближе r к 1, тем сильнее связь между свойствами [9].

Кроме этого, для определения зависимости было получено уравнение линейной зависимости регрессии, а также значения остаточной дисперсии $\sigma_\delta^2 = 0,0034$ и дисперсии тренда $\sigma_{тр}^2 = 0,0126$:

$$y = \bar{y} + r \frac{\sigma_y}{\sigma_x} (x - \bar{x}), \quad (10)$$

$$\sigma_\delta^2 = \sigma_y^2 (1 - r^2), \quad (11)$$

$$\sigma_y^2 = \sigma_{тр}^2 + \sigma_\delta^2. \quad (12)$$

Уравнение зависимости регрессии, согласно данным табл. 4:

$$y = 0,1 + 0,888 \frac{0,127}{0,03} (x - 0,053);$$

$$y = 3,759x - 0,099.$$

Revina A. V., Koplov D. A., Revina N. S., Kolesnikova V. A. Analysis of the dependence of permeability on the open porosity of carbonate reservoir rocks in the areas of the Astrakhan gas condensate field

Таблица 4

Table 4

Значения коэффициентов пористости и проницаемости
 Values of porosity and permeability coefficients

Наименование пробы	Коэффициент пористости $K_{o.п. x}$	Коэффициент проницаемости $K_{пр. y}$	$x - \bar{x}$	$y - \bar{y}$	$(x - \bar{x})^2$	$(y - \bar{y})^2$	$(x - \bar{x})(y - \bar{y})$
1	0,076	0,060	0,023	-0,040	0,001	0,002	-0,001
2	0,120	0,416	0,067	0,316	0,004	0,100	0,021
3	0,038	0,048	-0,015	-0,052	0,000	0,003	0,001
4	0,043	0,055	-0,010	-0,045	0,000	0,002	0,000
5	0,071	0,109	0,018	0,009	0,000	0,000	0,000
6	0,024	0,014	-0,029	-0,086	0,001	0,007	0,003
Сумма	0,372	0,702	0,053	0,100	0,006	0,114	0,024
Дополнительные характеристики	\bar{x}	\bar{y}			σ_x^2	σ_y^2	K_{xy}
Среднее значение суммы	0,053	0,100			0,001	0,016	0,003
					σ_x	σ_y	
					0,030	0,127	
Коэффициент корреляции r	0,888						

Согласно принятым коэффициентам, уравнение зависимости «кern-кern» или линейное уравнение регрессии:

$$K_{пр} = 3,759 K_{o.п} - 0,099.$$

Уравнение регрессии устанавливает отношение в возможности прогнозирования значения одной случайной величины, если известно значение другой.

Чем больше коэффициент корреляции, тем меньше погрешность прогнозирования [9] (см. табл. 4).

График (рис. 3), составленный по данным из табл. 4, демонстрирует линейную зависимость проницаемости образцов керна от открытой пористости, благодаря чему можно сделать вывод, что с увеличением или уменьшением пористости среды, значение проницаемости будет увеличиваться и уменьшаться соответственно.

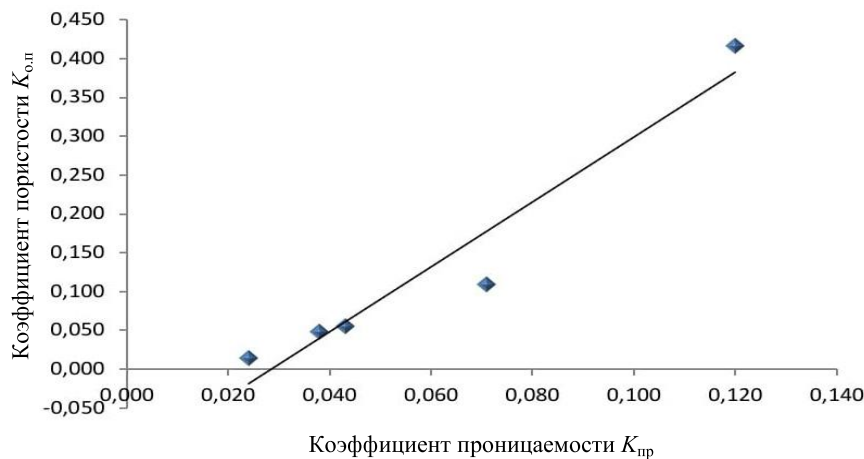


Рис. 3. График зависимости коэффициента открытой пористости карбонатных пород от коэффициента проницаемости

Fig. 3. Graph of the dependence of the open porosity coefficient of carbonate rocks on the permeability coefficient

Заключение

В процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений требуется фильтрация огромного количества жидкостей и газов в резерву-

арах. Изучение фильтрации пласта и его изменений во время эксплуатации позволяет оценить продуктивность отдельных скважин, как на этапе разработки месторождения или в период извлечения

Ревина А. В., Коннов Д. А., Ревина Н. С., Колесникова В. А. Анализ зависимости проницаемости от открытой пористости карбонатных пород коллектора в районах Астраханского газоконденсатного месторождения

остаточных запасов углеводородного сырья.

Проведенное исследование позволяет сделать вывод о влиянии зависимости проницаемости породы от открытой пористости на коллекторские свойства месторождения. При помощи графика, полученного на основе вычисленных данных, со-

ставлено уравнение зависимости «кern-кern» или линейное уравнение регрессии. Было выявлено, что один из изученных образцов обладает повышенной проницаемостью по причине попадания в аномальную зону трещиноватости.

Список источников

1. Ревина А. В., Ревина Н. С. Анализ результатов проведенных геолого-технических мероприятий и их влияние на компонентоотдачу // Вестн. Астрахан. гос. техн. ун-та. 2022. № 1 (73). С. 43–49.
2. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1985. 310 с.
3. Якимов С. Ю. Геолого-геометрические основы оценки изменения трещинной проницаемости в процессе изменения пластового давления в карбонатных коллекторах: дис. ... канд. техн. наук. Пермь, 2018. 127 с.
4. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Урсегов С. О. Комплексные методы увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: материалы VI Всерос. науч.-практ. конф. Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2013. С. 7–17. URL: https://www.ipc.tsc.ru/conf/6dptng/mater/%D0%94%D0%BE%D0%B1%D1%8B%D1%87%D0%B0_%D0%BF%D0%BE%D0%B4%D0%B3%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BA%D0%B0_%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B8_%D0%B8_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B0-2013.pdf (дата обращения: 09.05.2023).

5. Иванов В. А., Храмова В. Г., Дияров Д. О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1974. 96 с.
6. Связь между пористостью и проницаемостью. URL: <https://studfile.net/preview/9939290/page:24/> (дата обращения: 09.05.2023).
7. Малоков В. П., Анаев Ю. С. Влияние геолого-физических свойств сложно построенных глубоких продуктивных горизонтов Астраханского газоконденсатного месторождения на эффективность кислотных обработок карбонатного пласта // Вестн. РУДН. Сер.: Инж. исслед. 2013. № 3. С. 108–118.
8. Увеличение нефтеотдачи в карбонатных коллекторах // Neftegaz.ru. URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/331504-uvlichenie-nefteotdachi-v-karbonatnykh-kollektorakh/?ysclid=liosczbul6574444553> (дата обращения: 09.05.2023).
9. Поротов Г. С. Математические методы моделирования в геологии. СПб.: Санкт-Петербург. гос. гор. ин-т (техн. ун-т), 2006. 222 с.

References

1. Revina A. V., Revina N. S. Analiz rezul'tatov provedennykh geologo-tekhnicheskikh meropriyatii i ikh vliianie na komponentootdachu [Analysis of the results of geological and technical measures and their impact on component output]. *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2022, no. 1 (73), pp. 43-49.
2. Dakhnov V. N. *Geofizicheskie metody opredeleniia kollektorskikh svoistv i neftegazonasyshcheniia gornyykh porod* [Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 310 p.
3. Yakimov S. Yu. *Geologo-geometricheskie osnovy otsenki izmeneniia treshchinnoi pronitsaemosti v protsesse izmeneniia plastovogo davleniia v karbonatnykh kollektorakh: dissertatsiia ... kand. tekhn. nauk* [Geological and geometric bases for assessing changes in fracture permeability during changes in reservoir pressure in carbonate reservoirs: Dis. ... Cand. of Techn. Sci.]. Perm, 2018. 127 p.
4. Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Ursegov S. O. *Kompleksnye metody uvelicheniia nefteotdachi zalezhei vyso-koviazkikh neftei* [Complex methods of increasing oil recovery of high-viscosity oil deposits]. *Extraction, preparation, transportation of oil and gas: materials of the VI All-Russian Scientific and Practical Conference*. Tomsk, Izd-vo IOA SO RAN, 2013, pp. 7-17. Available at: https://www.ipc.tsc.ru/conf/6dptng/mater/%D0%94%D0%BE%D0%B1%D1%8B%D1%87%D0%B0_%D0%BF%D0%BE%D0%B4%D0%B3%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BA%D0%B0_%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B8_%D0%B8_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%B0-2013.pdf (accessed: 09.05.2023).

5. Ivanov V. A., Khramova V. G., Diarov D. O. *Struktura porovogo prostranstva kollektorov nefi i gaza* [The structure of the pore space of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 96 p.
6. *Sviaz' mezhdur poristost'iu i pronitsaemost'iu* [The relationship between porosity and permeability]. Available at: <https://studfile.net/preview/9939290/page:24/> (accessed: 09.05.2023).
7. Maliukov V. P., Anaev Yu. S. *Vliianie geologo-fizicheskikh svoistv slozhno postroennykh glubokikh produktivnykh gorizontov Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniia na effektivnost' kislotnykh obrabotok karbonatnogo plasta* [Influence of geological and physical properties of complexly constructed deep productive horizons of the Astrakhan gas condensate field on the efficiency of acid treatments of the carbonate formation]. *Vestnik RUDN. Seriya: Inzhenernye issledovaniia*, 2013, no. 3, pp. 108-118.
8. *Uvelichenie nefteotdachi v karbonatnykh kollektorakh* [Increase of oil recovery in carbonate reservoirs]. *Neftegaz.ru*. Available at: <https://neftegaz.ru/science/booty/331504-uvlichenie-nefteotdachi-v-karbonatnykh-kollektorakh/?ysclid=liosczbul6574444553> (accessed: 09.05.2023).
9. Porotov G. S. *Matematicheskie metody modelirovaniia v geologii* [Mathematical modeling methods in geology]. Saint Petersburg, Saint Petersburg State Mining Institute (Technical University), 2006. 222 p.

Информация об авторах / Information about the authors

Алла Викторовна Ревина – кандидат технических наук; доцент кафедры общеинженерных дисциплин и наземного транспорта; Астраханский государственный технический университет; alla.revina2104@yandex.ru

Alla V. Revina – Candidate of Technical Sciences; Assistant Professor of the Department of General Engineering and Ground Transport; Astrakhan State Technical University; alla.revina2104@yandex.ru

Дмитрий Андреевич Коннов – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; I@konnovd.ru

Dmitry A. Konnov – Senior Lecturer of the Department of Oil and Gas Geology; Astrakhan State Technical University; I@konnovd.ru

Наталья Сергеевна Ревина – преподаватель нефтегазового отделения; Астраханский государственный технический университет; natrev2011@yandex.ru

Nataliya S. Revina – Lecturer of the Oil and Gas Department; Astrakhan State Technical University; natrev2011@yandex.ru

Василина Александровна Колесникова – студент института нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; vasilinka06@mail.ru

Vasilina A. Kolesnikova – Student of the Institute of Oil and Gas; Astrakhan State Technical University; vasilinka06@mail.ru

