УДК 550.3
DOI: 10.18799/24131830/2025/4/5013
Шифр специальности ВАК: 1.6.9

Влияние акустических характеристик горных пород на ёмкостные параметры коллектора

М.О. Коровин[1]✉, А.О. Алеева[1,2]

[1] Национальный исследовательскоий Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
[2] АО «ТомскНИПИнефть», Россия, г. Томск

✉korovinmo@hw.tpu.ru

Аннотация. ***Актуальность*** исследования заключается в необходимости продолжить изучение закономерностей распределения физических свойств горных пород по площади и сопоставить с ранее проведёнными исследованиями по анализу распределения плотности горных пород. Общепринятые подходы подразумевают осреднение констант, которые являются ключевыми при расчёте фильтрационно-ёмкостных свойств. Небольшое количество фактических данных, малый вынос керна, упрощения приводят к менее детальному учёту параметров, хотя компьютерные мощности позволяют это делать. В дальнейшем это сказывается на фильтрационной модели, когда уже отсутствует понимание, где могут появиться ошибки и неточности при сопоставлении модельных и исторических данных добычи. ***Цель:*** создать карту распределения интервального времени пробега продольных волн по данным лабораторных исследований керна. Сформировать представление о закономерностях распределения интервального времени по площади. Обозначить области пониженных и повышенных значений. Охарактеризовать степень вариации коэффициента пористости при сопоставлении со значениями коэффициента пористости. ***Объект:*** нефтенасыщенный пласт терригенного состава месторождения Томской области. ***Методы.*** Дополнение базы распределённых зависимостей новыми параметрами позволяет сформировать более полное и детальное представление о продуктивных пластах. Производится анализ керновых исследований по скважинам, а также сравнение с распределением ранее выявленных закономерностей. Взаимосвязь между данными по общему объёму скважин также формируется для выявления степени дисперсии выборки. В итоге демонстрируется карта распределения интервального времени пробега ультразвуковых волн для наглядного представления о результатах исследования, и в дополнение приводится карта распределения плотности скелета из предыдущих исследований. Анализируются распределения не только отдельных физических характеристик, но и их взаимная дифференциация по площади.

Ключевые слова: петрофизические зависимости, скорость пробега упругих волн, интервальное время пробега, коэффициент пористости, карта распределения петрофизического параметра, вариативность параметров

Для цитирования: Коровин М.О., Алеева А.О. Влияние акустических характеристик горных пород на ёмкостные параметры коллектора // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 4. – С. 127–135. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/5013

UDC 550.3
DOI: 10.18799/24131830/2025/4/5013

Rock acoustic properties impact on reservoir capacity

M.O. Korovin[1]✉, A.O. Aleeva[1,2]

[1] National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
[2] TomskNIPIneft JSC, Tomsk, Russian Federation

✉korovinmo@hw.tpu.ru

Abstract. ***Relevance.*** The need to continue studying the patterns of distribution of physical properties of rocks by area and compare with previously conducted studies on the analysis of the distribution of rock density. Generally accepted approaches imply averaging constants, which are key in calculating the filtration-capacitive properties. A small amount of actual data,

small core removal, simplifications lead to less detailed accounting of parameters, although computer power allows this to be done. In the future, this affects the filtration model, when there is no longer an understanding of where errors and inaccuracies can appear when comparing model and historical production data. ***Aims.*** To create a map of the distribution of the interval travel time of longitudinal waves based on laboratory core studies. To form an idea of the patterns of interval time distribution by area. To designate areas of low and high values. To characterize the degree of variation of the porosity coefficient when compared with the values of the porosity coefficient. ***Object.*** Oil-saturated formation of terrigenous composition of the field in the Tomsk region. ***Methods.*** Supplementing the distributed dependency database with new parameters allows us to form a completer and more detailed picture of productive formations. Core analysis is performed by wells, as well as a comparison with the distribution of previously identified patterns. The relationship between the data on the total volume of wells is also formed to identify the degree of dispersion of the sample. Ultrasonic waves interval time distribution resulted in map and in addition matrix density from previous study is also provided for comparison. Individual physical characteristics distribution is analyzed in parallel with their mutual interrelations.

Keywords: petrophysical dependencies, elastic wave speed, travel time, porosity coefficient, petrophysical parameter distribution map, parameter variability

For citation: Korovin M.O., Aleeva A.O. Rock acoustic properties impact on reservoir capacity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 4, pp. 127–135. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/5013

Введение

Лабораторные исследования керна являются источником ценной информации для дальнейших этапов моделирования, и самое главное – для понимания закономерностей между параметрами.

Сложность строения и состава продуктивных пластов приводит к необходимости выявления дополнительных взаимосвязей между физическими и коллекторскими свойствами пород. Целесообразно начать анализ изменения фильтрационно-ёмкостных свойств с коэффициента пористости как с ключевого параметра, который используется при расчёте остальных фильтрационно-ёмкостных свойств пластов-коллекторов [1–4].

Геологические особенности объекта исследования

Как показывает практика, петрофизические расчёты целесообразно проводить с учётом геологических особенностей строения пластов. Из априорной информации о месторождении известно, что песчано-алевритовые толщи слагают основной целевой пласт. Наблюдается различная степень сортировки, глинизации, карбонатизации. Также в пределах контура нефтеносности отмечены линзы, осложнённые литологическими и капиллярными особенностями строения. Само месторождение относится к категории сложнопостроенных с неоднородностью по площади. Пласт $Ю_1^{1–2}$ в составе надугольной пачки верхневасюганской подсвиты является непосредственным объектом исследования [5].

Предпосылки формирования петрофизических взаимосвязей типа «керн–керн»

С внутренним строением вещества связан параметр упругости. При этом саму упругость можно охарактеризовать через скорость распространения упругих волн. А в дальнейшем через упругость переходят к механическому сопротивлению формы (твёрдые тела) и объёма или же только объёма (газы, жидкости) под влиянием механических напряжений. Первое вступление импульсной ультразвуковой волны служит маркером, по которому определяют скорость упругих продольных волн. Для этого образец прозвучивается с двух торцов аксиально-поляризованными датчиками. Либо проводится профилирование по разным поверхностям образца, либо используется резонансная частота колебаний образца. К торцам образца (2) при прозвучивании прижимают излучатель и приёмник (1) (рис. 1) [6].

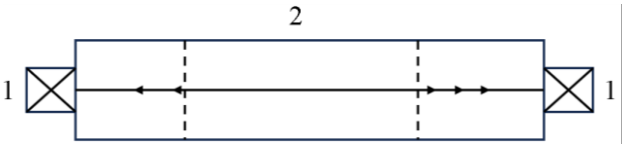


Рис. 1. Схема расположения пьезоэлементов при измерении скоростей упругих волн и поглощения способами многократных отражений: 1 – излучатель и приёмник, 2 – горная порода [6]

Fig. 1. *Schematic diagram of the arrangement of piezoelectric elements when measuring the velocities of elastic waves and absorption by multiple reflection methods: 1 – signal source and receiver, 2 – rock sample [6]*

Сорость распространения продольной волны можно вычислить, если известна длина образца и время пробега ультразвуковой волны через образец

$$V_p = S_p / t,$$

где V_p – скорость продольной ультрузвуковой волны (м/с); S_p – расстояние, пройденное продольной ультразвуковой волной (м); t – время, за которое продольная волна прошла от источника до приёмника (с).

В минералах диапазон изменения скорости пробега продольных волн очень широк (2000–18000 м/с). Изменения могут быть также существенными в случае наличия двух и более элементов в составе минералов. При этом взаимосвязь между скоростью и массой атомов, а также структурным фактором продолжает существовать. Исследователи также отмечают влияние анизотропии скорости волн, которая обусловлена неоднородностью сил связей между молекулами и атомами [7].

Динамическая теория насыщенных жидкостью деформируемых пористых пластов с жёстким скелетом является основной при выявлении закономерностей распространения упругих волн в пористых средах и изучается многими исследователями [8–15].

В осадочных породах, особенно если они насыщены жидким флюидом, на скорость влияют изменение объёма флюида от напряжения и коэффициент пористости. Стартовые значения влияющих факторов определяют степень изменения скорости. Дополнительно влияние оказывает компонентный состав скелета, или сжимаемость твёрдой фазы. При уменьшении пористости породы влияние сжимаемости усиливается.

Для осадочных пород характерен широкий диапазон изменения скорости прохождения волн в зависимости от разуплотнённых песчано-глинистых пород (300 м/с) до хорошо сцементированных или карбонатных отложений (6000–7000 м/с).

Акустические параметры кернового материала

Акустические исследования образцов керна позволяют сформировать модели различного направления и сложности. В текущем наборе данных присутствует только скорость пробега продольных волн. Эти данные можно использовать для определения взаимосвязи между скоростью и коэффициентом пористости. Рассмотрим наглядный пример (рис. 2).

В данном случае скорость пробега продольной волны в матрице, исходя из уравнения, будет составлять 4,7825 км/с, а интервальное время пробега продольной волны в матрице – 209,1 мкс/м (1000/4,7825=209,1). Получившееся значение говорит о небольшой степени разуплотнённости породы, если сравнивать с теоретическим значением для песчаника, равным 170 мкс/м. Таким образом, при стандартной интерпретации для всего пласта будет применяться единое значение для предварительного анализа свойств пород и вычисления коэффициента пористости. Возможные риски такого подхода – отсутствие учёта изменчивости литолого-минералогического состава пород в пространстве. Упрощённые, синтетические или однородные среды – самые подходящие для дальнейшего использования единых коэффициентов. При детальном рассмотрении ситуация немного видоизменяется (рис. 3).

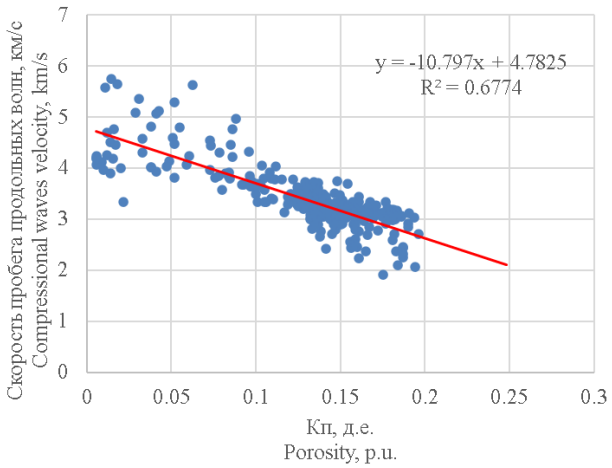


Рис. 2. *Зависимость скорости пробега продольных волн от коэффициента пористости по керну. Данные по всем скважинам*

Fig. 2. *Compressional waves velocity vs core porosity. All wells datasets*

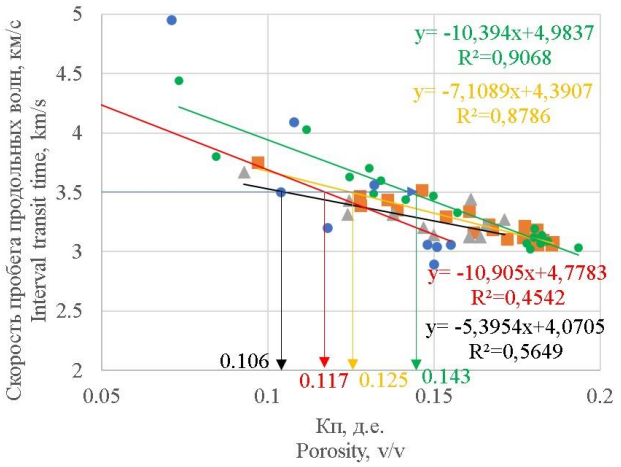


Рис. 3. *Зависимость интервального времени пробега продольных волн от коэффициента пористости по керну. Данные по отдельным скважинам (каждый цвет соответствует одной скважине)*

Fig. 3. *Interval transit time vs core porosity. Separate wells datasets (each color fits one well)*

При анализе рис. 3 получается, что пористость, вычисляемая через сформированные уравнения, составляет 0,106; 0,117; 0,125 и 0,143 д. е. Наблюдаются довольно большие различия в значениях. Необходимо заметить, что интервальное время пробега во флюиде в данных расчётах не используется. Этот параметр зависит от минерализации пластовой воды, пластовой температуры и пластового давления и варьируется приблизительно от 500 до 750 мкс/м, тем самым может значительно влиять на коэффициент пористости.

Интервальное время пробега волны в беспористой породе варьируется от 150 до 190 мкс/м

(рис. 3). При уменьшении этого параметра и неизменных величинах интервального времени в породе и жидкости наблюдается увеличение коэффициента пористости. Если использовать усреднённое значение интервального времени пробега в беспористой породе, эквивалентное 170 мкс/м, и при вариации этой величины до 150 и 190 мкс/м коэффициент пористости изменяется от 14 до 21,3 %, соответственно. Такие значения будут формироваться при интервальном времени пробега в жидкости, равном 620 мкс/м, и уравнении вычисления коэффициента пористости (таблица, рис. 4):

$$К_п=(\Delta t–\Delta t_m)/(\Delta t_f–\Delta t_m), \quad (1)$$

где $К_п$ – коэффициент пористости, д. е.; Δt_m – интервальное время продольной волны в идеализированной непористой моно- или поликристаллической породе, мкс/м; Δt_f – интервальное время продольной волны в поровой жидкости, мкс/м (принято равным 620); Δt – интервальное время продольной волны в породе, мкс/м (принято равным 250).

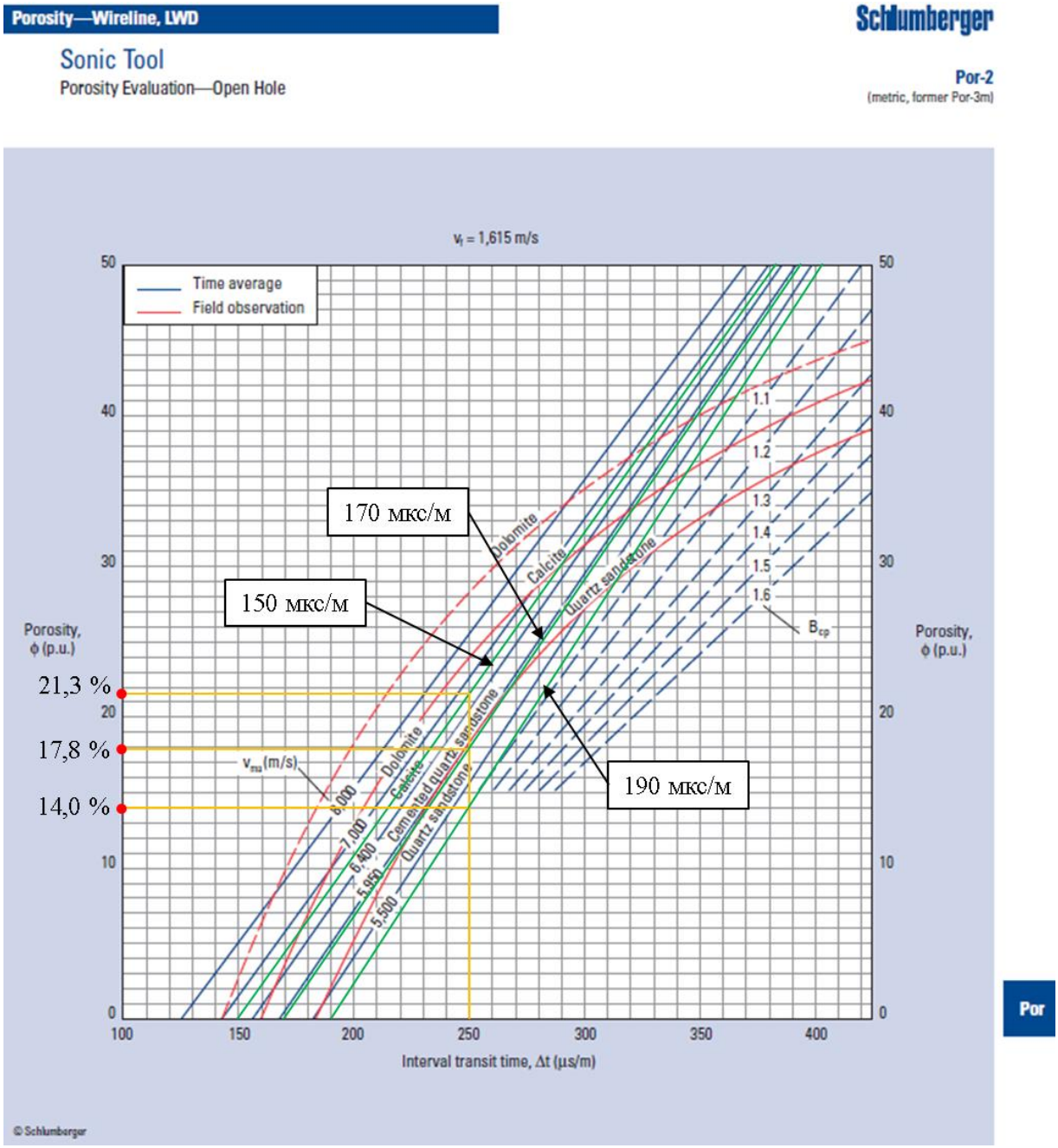


Рис. 4. *Вычисление коэффициента пористости (палетка Por-2 Schlumberger)*
Fig. 4. *Porosity coefficient calculation (chart Por-2 Schlumberger)*

Таблица. *Сопоставление полученных значений коэффициента пористости*

Table. *Porosity coefficients comparison*

Δt_m, мкс/м (us/m)	Δt, мкс/м (us/m)	$К_п$, д.е. Porosity, v/v	Δ, %
200	250	0,119	0,220
210	250	0,098	0
215	250	0,086	0,114

На стадии изучения лабораторных исследований керна становится видно, что акустические параметры и связанные с ними фильтрационно-ёмкостные характеристики варьируются в довольно большом диапазоне для разных скважин.

Деформации вида «растяжение–сжатие» в газах, жидкостях, твёрдых телах формируют упругие волны, которые характеризуются скоростью, а в дальнейшем и временем пробега.

Интервальное время пробега в скелете (Δt_m) используется в качестве настроечной константы. С помощью неё можно контролировать расчёты, и, как правило, она неизменна в пределах одного пласта [6]. Через экспериментальные данные, как правило, определяются усреднённые значения для набора литотипов пород. При этом используются не минералы, так как с литотипом определиться гораздо проще, чем с минеральным составом. Вместе с тем алевролиты, рыхлые и сцементированные песчаники зачастую охарактеризованы временным диапазоном от 170 до 182 мкс/м, а минералы в их составе при этом могут быть идентичные. В итоге используется усреднённое значение интервального времени пробега, с помощью которого в дальнейшем вычисляется коэффициент пористости.

Взаимосвязь интервального времени пробега и коэффициента пористости описывается различными уравнениями. Это зависит от наличия исходных данных [16–20]. В классическом подходе применяется уравнение среднего времени, или уравнение Вилли (1). Так происходит по причине наличия исходных данных, особенно если их немного или приходится использовать допущения. Уравнение используют на глубинах 2,5–3,5 км для пород с хорошей степенью сцементированности, а также насыщенных нефтью или водой [21].

Состав породы, тип цемента, глубина залегания – это основные факторы, влияющие на скорость при условии зафиксированных значений пористости. Возраст пород также влияет на скорость и это дополнительно осложняется диагенетическими изменениями и процессами образования складок. Если рассматривать один регион, то у более молодых, но однотипных отложений, скорость упругих волн меньше, а с увеличением возраста скорость повышается [22].

Термодинамический режим осадконакопления и глубина залегания также оказывают влияние на скорость пробега акустических волн. Учитывая повышение температуры и давления с глубиной, необходимо принимать во внимание, что изменятся состав пород, структура, а вместе с ними и физические свойства. Тип насыщающего флюида, поровый объём и стартовая упругость скелета горной породы определяют диапазон вариации скорости упругих волн. Упругость скелета, в свою очередь, зависит от пористости, сжимаемости пор и твёрдой фазы [7, 8]. Упругость скелета повышается с понижением сжимаемости пор при увеличении давления, а значит, растёт скорость. При повышенных значениях пористости диапазон вариации плотности скелета увеличивается при повышенном давлении и пониженной сжимаемости пор. А при пониженных значениях пористости и сжимаемости состав породы (сжимаемость твёрдой фазы) играет всё более важную роль [23, 24].

Разный состав цемента и породообразующих минералов формирует обширный скоростной диапазон для песчаных пород. Структура цемента и минеральный состав определяют закономерности пород при деформациях. В условиях увеличения давления наибольшее значение скорости фиксируется в глинистых породах, а наименьшее – в породах обломочного типа с цементом кремнистого или кварцевого типа [25].

В более плотных породах скорость будет больше при одинаковых значениях пористости за счёт более твёрдых породообразующих минералов в составе и более высоких упругих модулей. Скоростной диапазон расширяется благодаря наличию примесей в составе, а также из-за структурной неоднородности [26].

Если рассматривать группу сцементированных пород, то глины среди них будут обладать наибольшим интервальным временем пробега волн. Это происходит из-за тонкодисперсных зёрен глинистых минералов [27].

Построенные графики типа «керн–керн» показывают, что параметры акустических свойств иногда кардинально отличаются от скважины к скважине [28].

Акустические свойства очень тесно связаны с целым набором влияющих факторов: структурой порового пространства, типом цемента, сжимаемостью, давлением, температурой, степенью деформации. Выявление неоднородности распределения акустических свойств пород сопряжено с закономерностями распределения плотностных характеристик [29].

Разумеется, акустические характеристики связаны с плотностными. Тем не менее, как видно на картах (рис. 5), да и в общей массе проведённых исследований по фонду скважин, количество замеров может сильно различаться. Так, например, в

части скважин могут быть проведены измерения плотности по керну, а в другой части скорости пробега продольных волн. Комплексируя эти виды исследований можно расширить зону охвата и анализа диапазонов вариации физических параметров, а вместе с ними и коэффициента пористости.

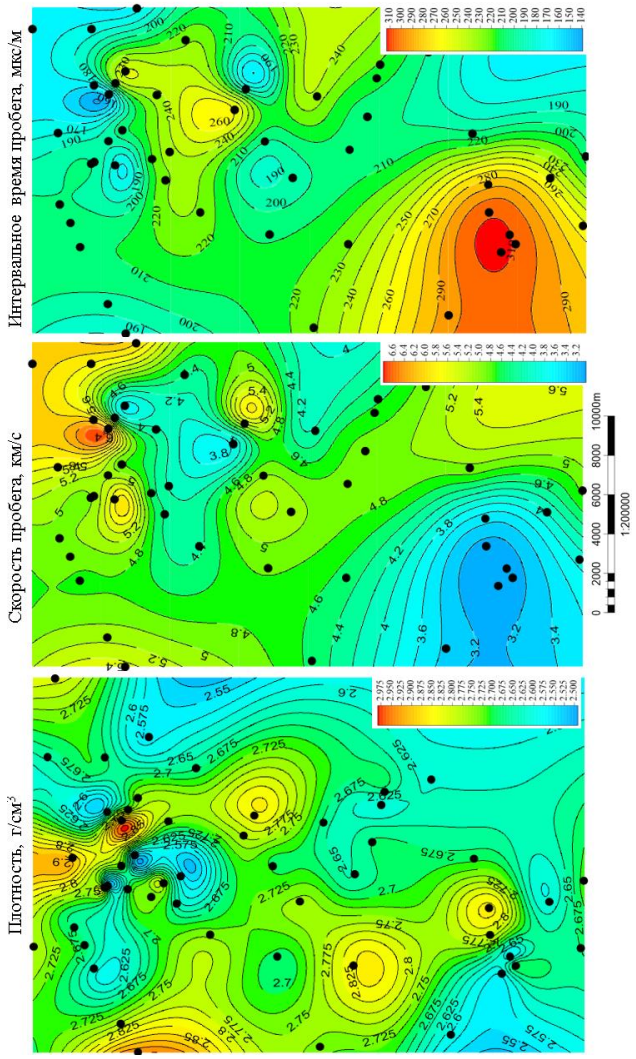


Рис. 5. *Карта распределения плотности скелета, скорости пробега, интервального времени пробега*

Fig. 5. *Matrix density, matrix velocity, matrix interval transit time distribution map*

На рис. 5 отображено распределение величин скорости пробега в скелете, интервального времени пробега в скелете, по скважинам изучаемого пласта. Для сопоставления добавлена карта распределения плотности [30]. На карте выделяются области пониженных и повышенных значение скоростей и интервальных времён. Скорость варьируется от 3 до 6,8 км/с, интервальное время, соответственно, – от 140 до 310 мкс/м. Отсюда явно выделяются области дифференциации коэффициента пористости. При увеличении скорости в скелете коэффициент пористости будет уменьшаться, как и при уменьшении времени пробега (рис. 4), при учёте постоянства остальных коэффициентов. Сформированные карты дают представление о дифференциации плотности и скорости по площади пласта.

Несомненно, на детализацию картографического материала влияет количество скважин. Особенно это заметно при сопоставлении карты плотности и карт скорости (интервального времени). Области построения немного разнятся из-за разного количества скважин с целевыми исследованиями. Хотя общая конфигурация на первый взгляд сохраняется, наблюдаются некоторые различия. Так, например, в юго-западной области на картах скорости и времени наблюдаются менее выраженные аномалии. А в восточной части картина немного изменяется, видны резкие вариации значений скорости. В дальнейшем это приведёт к тому, что коэффициенты пористости, вычисленные по разным геофизическим методам, будут различаться и, разумеется, будет вопрос о том, каким методом коэффициент пористости получился более достоверным.

Заключение и выводы

Детальное изучение акустических свойств образцов керна приводит к необходимости рассматривать не только общий объём точек в сводной выборке по месторождению или даже по отдельным пластам, а непосредственно по скважинам. В таком случае удаётся выявить менее масштабные изменения не только фильтрационно-ёмкостных свойств, а непосредственно физических откликов параметров. В дальнейшем это способствует эффективности построения гидродинамической модели с точки зрения процесса фильтрации флюидов.

С помощью декомпозиции выборки исследований керна по специфичным уравнениям:

- по скважинам определены количественные критерии интервального времени пробега акустических волн;
- сформировано представление о вариации физических свойств;
- определены направления изменения фильтрационно-ёмкостных свойств;
- обозначены зоны повышенных и пониженных значений интервального времени пробега акустических волн;
- определены предпосылки неоднородного распределения интервального времени пробега волн.

По результатам анализа фактических данных становится очевидно наглядно понятно, что интервальное время пробега акустических волн изменяется по площади распространения пласта. В текущих условиях наличия большого количества дан-

ных и компьютерных мощностей для их аккумуляции и обработки становится возможным углубиться в детализацию создания петрофизической, а вместе с тем и геологической модели пласта для дальнейшего анализа процессов разработки. Физические и фильтрационно-ёмкостные параметры тесно взаимосвязаны друг с другом, и, даже если скважины находятся на небольшом расстоянии друг от друга, структура порового пространства может изменяться в довольно широком диапазоне. Как оказалось, ранее проведённые исследования пространственного изменения плотности находят своё подтверждение и при анализе распределения другого физического параметра – интервального времени пробега упругих волн. И тот и другой параметр связаны с одним из самых важных коэффициентов в петрофизической модели – коэффициентом пористости, от которого в свою очередь зависят все другие петрофизические параметры, а также вычисляемые запасы углеводородов. Необходимо продолжать исследования и включить изучение распределения других подгрупп физических свойств пород. Направления вариации свойств необходимо учитывать при вычислении и распределении фильтрационно-ёмкостных свойств пород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Романовский С.И. Динамические режимы осадконакопления. Циклогенез. – Л.: Недра, 1985. – 263 с.
2. Петрофизические методы исследования кернового материала (терригенные отложения) / М.К. Иванов, Ю.К. Бурлин, Г.А. Калмыков, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. – Кн. 1. – 112 с.
3. Петрофизические методы исследования кернового материала. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала / М.К. Иванов, Г.А. Калмыков, В.С. Белохин, Д.В. Корост, Р.А. Хамидуллин. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. – 113 с.
4. Тиаб Дж., Доналдсон Эря Ч. Петрофизика: теория и практика изучения свойств горных пород и движения пластовых флюидов / пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.
5. Кравченко Г.Г. Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю1 Крапивинского месторождения нефти: юго-восток Западной Сибири: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2010. – 157 с.
6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / В.В. Федынский, И.И. Гурвич, Д.И. Дмитриев, Н.Б. Дортман, В.М. Запорожец, Н.Я. Кунин, Е.А. Мудрецова, В.Е. Никитский, В.П. Номоконов, А.Г. Тархов, Н.П. Добрынина, Е.Г. Першина / под ред. Н.Б. Дортман. – М.: Недра, 1976. – 527 с.
7. Беликов Б.П., Александров К.С., Рыжова Т.В. Упругие свойства породообразующих минералов и горных пород. – М.: Наука, 1970. – 276 с.
8. Авчян Г.М., Матвеенко А.А. Влияние насыщающей жидкости на скорость распространения продольных волн в осадочных породах при высоких давлениях и температурах // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1965. – № 3. – С. 65–70.
9. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
10. Zappone A., Kissling E. SAPHYR: Swiss Atlas of Physical Properties of Rocks: the continental crust in a database // Swiss J Geosci. – 2021. – Vol. 114. – Iss. 13. DOI: https://doi.org/10.1186/s00015-021-00389-3
11. Petrophysics and mineral exploration: a workflow for data analysis and a new interpretation framework / M. Dentith, R.J. Enkin, W. Morris, C. Adams, B. Bourne // Geophysical Prospecting. – 2020. – Vol. 68. – P. 178–199. DOI: https://doi.org/10.1111/1365-2478.12882
12. Кнеллер Е.Л., Гайфуллин Я.С., Рындин В.Н. Автоматизированное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности по данным каротажа (петрофизические модели и методы). – М.: ВИЭМС, 1990. – 73 с.
13. Гаранин В.А. О поглощающих и упругих свойствах сцементированных двухфазных пористых сред // Прикладная геофизика. – 1970. – Т. 60. – С. 44–52.
14. Золотарёв П.П. Об уравнениях термоупругости для насыщенных жидкостью или газом пористых сред // Инженерный журнал АН СССР. – 1965. – Т. 4. – № 3. – С. 3–12.
15. Biot M.A. Theory of propagation of elastic waves in a fluidsaturated porous solid // J. Acoust. Soc. of America. – 1956. – Vol. 28. – P. 168–191.
16. Distribution of petrophysical properties for sandy-clayey reservoirs by fractal interpolation / M. Lozada-Zumaeta, R.D. Arizabalo, G. Ronquillo-Jarillo, E. Coconi-Morales, D. Rivera-Recillas, F. Castrejon-Vacio // Nonlin. Processes Geophys. – 2012. – Vol. 19 – P. 239–250. DOI: https://doi.org/10.5194/npg-19-239-2012
17. Hamd-Allah S.M., Abbas O.S., Dhaidan M.K. Distribution of petrophysical properties based on conceptual facies model, Mishrif Reservoir/South of Iraq // Journal of Petroleum Research and Studies. – 2022. – Vol. 12. – P. 51–70. DOI: https://doi.org/10.52716/jprs.v12i3.556
18. Alkersan H. Depositional environment and geological history of the Mishrif formation in the south of Iraq // 9th Arab petroleum Congress. – 1975. – Vol. 121. – P. 1–18.
19. Quinto S., Torino P., Weltje G.J. How to integrate basin-scale information into reservoir models // Annual EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE Europec. – 2013. DOI: https://doi.org/10.2118/164830-MS
20. Al-Khalifa M.A., Payenberg T.H.D., Lang S.C. Overcoming the challenges of building 3D stochastic reservoir models using conceptual geological models – a case study // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – 2007. DOI: https://doi.org/10.2118/104496-MS
21. Петкевич Г.И., Вербицкий Т.З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. – Киев: Наукова Думка, 1970. – 126 с.
22. Озёрская М.Л., Подоба Н.В. Физические свойства осадочного покрова территории СССР / под ред. М.Л. Озёрской. – М.: Недра, 1967. – 772 с.

23. Pickett G.R. The use of acoustic logs in the evaluation of sandstone reservoirs // Geophysics. – 1960. – Vol. 25. – P. 250–267.
24. Ardebili P.N., Jozanikohan G., Moradzadeh A. Estimation of porosity and volume of shale using artificial intelligence, case study of Kashafrud Gas Reservoir, NE Iran // J Petrol Explor Prod Technol. – 2023. DOI: https://doi.org/10.1007/s13202-023-01729-9
25. Gassman F. Elastic waves through a packing of spheres // Geophysics. – 1951. – Vol. 16. – P. 673–685.
26. Leisi A., Aftab S., Manaman N.S. Poro-Acoustic Impedance (PAI) as a new and robust seismic inversion attribute for porosity prediction and reservoir characterization // Journal of Applied Geophysics. – 2024. – Vol. 223. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2024.105351
27. Simultaneous prediction of petrophysical properties and formation layered thickness from acoustic logging data using a modular cascading residual neural network (MCARNN) with physical constraints / W. Zhan, Y. Chen, Q. Liu, J. Li, M.D. Sacchi, M. Zhuang, Q.H. Liu // Journal of Applied Geophysics. – 2024. – Vol. 224. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2024.105362
28. Ali S., Ma S., Al-Ofi S. Relationships between rock acoustic dispersion and petrophysical properties for enhanced formation evaluation // International Petroleum Technology Conference. – Dhahran, Saudi Arabia, 2024. DOI: https://doi.org/10.2523/IPTC-23747-MS
29. Investigation of thermal and acoustic properties of sandstone / P.K. Kaj, P. Vardon, H. Abels, A. Barnhoorn // Fifth EAGE Global Energy Transition Conference & Exhibition (GET 2024). – 2024. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202421230
30. Коровин М.О., Алеева А.О. Формирование петрофизических взаимосвязей типа «керн–керн» для создания модели свойств коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 73–79. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4539

Информация об авторах

Михаил Олегович Коровин, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. korovinmo@hw.tpu.ru; https://orcid.org/0000-0002-3270-2408

Анна Олеговна Алеева, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; ведущий инженер отдела геологического сопровождения бурения и ЗБС АО «ТомскНИПИнефть», Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72. rastorguewa90@tpu.ru

Поступила в редакцию: 18.02.2025
Поступила после рецензирования: 05.03.2025
Принята к публикации: 19.03.2025

REFERENCES

1. Romanovskiy S.I. *Dynamic sedimentation regimes. Cyclogenes*. Leningrad, Nedra Publ., 1985. 263 p. (In Russ.)
2. Ivanov M.K., Burlin Y.K., Kalmikov G.A., Karniyshina E.E., Korobova N.I. *Petrophysical methods for studying core material (Terrigenous deposits)*. Moscow, Moscow University Publ., 2008. B. 1, 112 p. (In Russ.)
3. Ivanov M.K., Kalmikov G.A., Belokhin V.S., Korost D.V., Khamidullin R.A. *Petrophysical methods for studying core material. B. 2: Laboratory methods for petrophysical studies of core material*. Moscow, Moscow University Publ., 2008. 113 p. (In Russ.)
4. Tiab J., Donaldson E.C. *Petrophysics theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Kidlington, Gulf Professional Publ., 2009. 918 p.
5. Kravchenko G.G. *Model of formation of productive layers of horizon J1 of Krapivinskoye oil field: south-east of Western Siberia*. Cand. Diss. Tomsk, 2010. 157 p. (In Russ.)
6. Fedynskiy V.V., Gurvich I.I., Dmiriev D.I. *Physical properties of rocks and minerals (petrophysics). Geophysics handbook*. Moscow, Nedra Publ., 1976. 527 p. (In Russ.)
7. Belikov B.P., Alexandrov K.S., Ryzhova T.V. *Elastic properties of rock-forming minerals and rocks*. Moscow, Nauka Publ., 1970. 276 p. (In Russ.)
8. Avchan G.M., Matveenko A.A. The influence of saturating liquid on the velocity of propagation of longitudinal waves in sedimentary rocks at high pressures and temperatures. *Izvestiya AN SSSR. Ser. Physics of the Earth*, 1965, no. 4, pp. 65–70. (In Russ.)
9. Dobrynin V.M. *Deformation and change in physical properties of oil and gas reservoirs*. Moscow, Nedra Publ., 1970. 239 p. (In Russ.)
10. Zappone A., Kissling E. SAPHYR: Swiss Atlas of Physical Properties of Rocks: the continental crust in a database. *Swiss J Geosci*, 2021, vol. 114. DOI: https://doi.org/10.1186/s00015-021-00389-3
11. Dentith M., Enkin R.J., Morris W., Adams C., Bourne B. Petrophysics and mineral exploration: a workflow for data analysis and a new interpretation framework. *Geophysical Prospecting*, 2020, vol. 68, pp. 178–199. DOI: https://doi.org/10.1111/1365-2478.12882
12. Kneller L.E., Gaifullin Y.S., Ryndin V.N. *Automated determination of reservoir properties, oil and gas saturation based on well logging data (petrophysical models and methods)*. Moscow, VIEMS Publ., 1990. 73 p. (In Russ.)
13. Garanin V.A. On the absorption and elastic properties of cemented two-phase porous media. *Applied Geophysics*, 1970, vol. 60, pp. 44–52. (In Russ.)
14. Zolotarev P.P. On the equations of thermoelasticity for porous media saturated with liquid or gas. *Engineering Journal of the USSR Academy of Sciences*, 1965, vol. 4, no. 3, pp. 3–12. (In Russ.)

15. Biot M.A. Theory of propagation of elastic waves in a fluidsaturated porous solid. *J. Acoust. Soc. of America*, 1956, vol. 28, pp. 168–191.
16. Lozada-Zumaeta M., Arizabalo R.D., Ronquillo-Jarillo G., Coconi-Morales E., Rivera-Recillas D., Castrejon-Vacio F. Distribution of petrophysical properties for sandy-clayey reservoirs by fractal interpolation. *Nonlin. Processes Geophys*, 2012, vol. 19, pp. 239–250. DOI: https://doi.org/10.5194/npg-19-239-2012
17. Hamd-Allah S.M., Abbas O.S., Dhaidan M.K. Distribution of petrophysical properties based on conceptual facies model, Mishrif Reservoir/South of Iraq. *Journal of Petroleum Research and Studies*, 2022, vol. 12, pp. 51–70. DOI: https://doi.org/10.52716/jprs.v12i3.556
18. Alkersan H. Depositional environment and geological history of the Mishrif formation in the south of Iraq. *9th Arab petroleum Congress*, 1975, vol. 121, pp. 1–18.
19. Quinto S., Torino P., Weltje G.J. How to integrate basin-scale information into reservoir models. *Annual EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE Europec*, 2013. DOI: https://doi.org/10.2118/164830-MS
20. Al-Khalifa M.A., Payenberg T.H.D., Lang S.C. Overcoming the challenges of building 3d stochastic reservoir models using conceptual geological models – a case study. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, 2007. DOI: https://doi.org/10.2118/104496-MS
21. Petkevich G.I., Verbitskiy T.Z. *Acoustic studies of rocks in oil wells*. Kiev, Naukova Dumka Publ., 1970. 126 p. (In Russ.)
22. Ozerskaya M.L., Podoba N.V. *Physical properties of the sedimentary cover of the territory of the USSR*. Moscow, Nedra Publ., 1967. 772 p. (In Russ.)
23. Pickett G.R. The use of acoustic logs in the evaluation of sandstone reservoirs. *Geophysics*, 1960, vol. 25, pp. 250–267.
24. Ardebili P.N., Jozanikohan G., Moradzadeh A. Estimation of porosity and volume of shale using artificial intelligence, case study of Kashafrud Gas Reservoir, NE Iran. *J Petrol Explor Prod Technol*, 2023. DOI: https://doi.org/10.1007/s13202-023-01729-9
25. Gassman F. Elastic waves through a packing of spheres. *Geophysics*, 1951, vol. 16, pp. 673–685.
26. Leisi A., Aftab S., Manaman N.S. Poro-Acoustic Impedance (PAI) as a new and robust seismic inversion attribute for porosity prediction and reservoir characterization. *Journal of Applied Geophysics*, 2024, vol. 223. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2024.105351
27. Zhan W., Chen Y., Liu Q., Li J., Sacchi M.D., Zhuang M., Liu Q.H. Simultaneous prediction of petrophysical properties and formation layered thickness from acoustic logging data using a modular cascading residual neural network (MCARNN) with physical constraints. *Journal of Applied Geophysics*, 2024, vol. 224. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2024.105362
28. Ali S., Ma S., Al-Ofi S. Relationships between rock acoustic dispersion and petrophysical properties for enhanced formation evaluation. *International Petroleum Technology Conference*. Dhahran, Saudi Arabia, 2024. DOI: https://doi.org/10.2523/IPTC-23747-MS
29. Kaj P.K., Vardon P., Abels H., Barnhoorn A. Investigation of thermal and acoustic properties of sandstone. *Fifth EAGE Global Energy Transition Conference & Exhibition (GET 2024)*, 2024. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202421230
30. Korovin M.O., Aleeva A.O. "Core–core" petrophysical relationships generation for reservoir modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 4, pp. 73–79. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4539

Information about the authors

Mikhail O. Korovin, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. korovinmo@hw.tpu.ru; https://orcid.org/0000-0002-3270-2408
Anna O. Aleeva, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; Leading Engineer, TomskNIPIneft JSC, 72, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russian Federation. rastorguewa90@tpu.ru

Received: 18.02.2025
Revised: 05.03.2025
Accepted: 19.03.2025