

Поступила в редакцию 24.03.2025 г.

Принята к публикации 09.06.2025 г.

EDN: FCFLOH

УДК 552.578.061.4:551.763.12/.13(571.121)

Шишкин Р.А., Саитова Э.В., Ахмедов Н.Л., Коптяев А.А., Попп В.А.

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия, rshish@ingeos.info, esaito@ingeos.info,
i.n.a.mig98@gmail.com, akopt@ingeos.info, vpoppp@ingeos.info

ВЛИЯНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА УПРУГИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД АПТ-АЛЬБСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Термобарические условия оказывают значительное влияние на упругие свойства горных пород и их фильтрационно-емкостные характеристики. Принимая во внимание, что давление и температура не являются постоянными величинами в процессе разработки месторождения, становится особенно актуальным корректный прогноз механического поведения и коллекторского потенциала пород. Ценную информацию в решении данной задачи представляют исследования керна при разных барических условиях с регистрацией пористости, проницаемости и упругих характеристик на каждой ступени. На основании этой априорной информации возможен переход и прогноз свойств пород по скважинным исследованиям с моделированием поведения кривых в разных термобарических условиях.

Ключевые слова: апт-альбские отложения, фильтрационно-емкостные свойства, коллекторский потенциал, Западно-Тамбейское месторождение.

Для цитирования: Шишкин Р.А., Саитова Э.В., Ахмедов Н.Л., Коптяев А.А., Попп В.А. Влияние термобарических условий на упругие и фильтрационно-емкостные свойства пород апт-альбских отложений Западно-Тамбейского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/21_2025.html EDN: FCFLOH

Анализ результатов исследования керна

Изучение влияния давления и температуры на упругие свойства пород, а также на их емкостные характеристики имеет большое значение для прогноза коллекторских свойств продуктивного разреза при разработке месторождения. Как известно, в процессе разработки происходит снижение пластового давления ($P_{пл}$), что приводит к увеличению эффективного давления ($P_{эф}$) при неизменном давлении вышележащих пород ($P_{г}$) и влияет на характеристики коллекторов [Авчян, Матвиенко, Стефанкевич, 1979; Дахнов, 1941, 1975]:

$$P_{эф} = P_{г} - P_{пл}.$$

Как правило, моделирование изменений термобарических условий и количественная оценка влияния на свойства пород выполняется в лаборатории на образцах керна с определением ряда характеристик (пористость, проницаемость, интервальное время пробега продольной и поперечной волн, электрические свойства). На рассматриваемом месторождении в целях изучения влияния сжимаемости порового пространства на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) проведены экспериментальные исследования на

образцах с диапазоном открытой пористости от 13,8 до 31,3% с контролем изменения ФЕС в зависимости от Рэф. Керна извлечен из терригенного интервала разреза с отсутствием аномально-высокого пластового давления. Изменение пластового давления с глубиной по результатам испытаний скважин представлено на рис. 1.

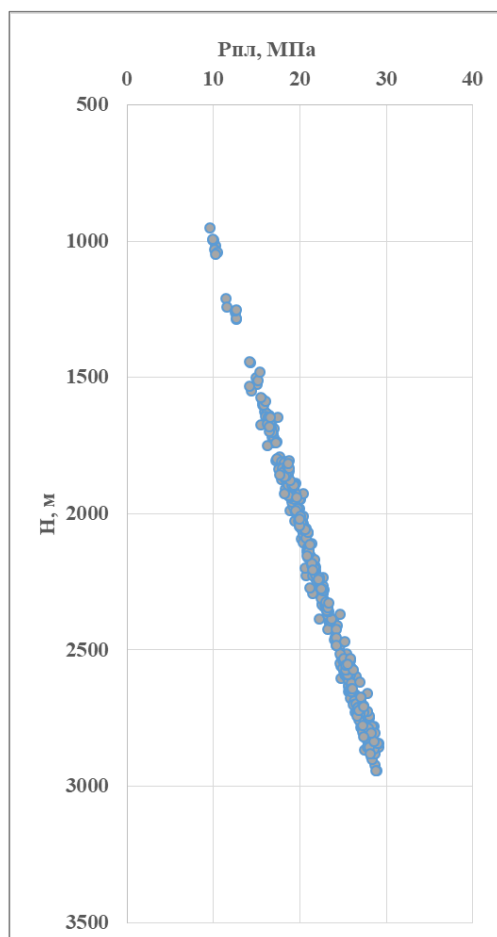


Рис. 1. Изменение величины пластового давления с глубиной

Измерения пористости и проницаемости в лаборатории производились при постепенном (ступенчатом) увеличении всесторонней нагрузки на образец. Первоначально измерения проводились при условиях, близких к атмосферным, при давлении обжима 3,4 МПа для получения исходной точки, после чего давление обжима переводилось на следующую ступень. Образец выдерживался на каждой ступени в течение 30 мин, после чего производился замер пористости и проницаемости. На рис. 2 представлены результаты замеров по 24 образцам. Можно отметить, что изменения свойств породы происходят тем заметнее, чем лучшими коллекторскими свойствами она обладает.

Так, при пористости образца выше 27% на каждой ступени давления абсолютное изменение пористости превышает 2%, а изменение проницаемости может достигать 100 мД (рис. 3). Можно говорить о том, что изменения ФЕС наиболее значительны для коллекторов с

высокими начальными пористостью и проницаемостью, что может быть связано с сокращением (закрытием) пор и микротрещин [Вендельштейн, Резванов, 1978]. Согласно работам В.М. Добрынина, изменение свойств пород происходит благодаря деформационным процессам под влиянием эффективного и пластового давлений [Физические свойства..., 1965]. В связи с низкой сжимаемостью породообразующих минералов, слагающих скелет породы, деформация обусловлена сжатием пустотного пространства и более заметнее, когда больше пустотного пространства в породе в естественном залегании.

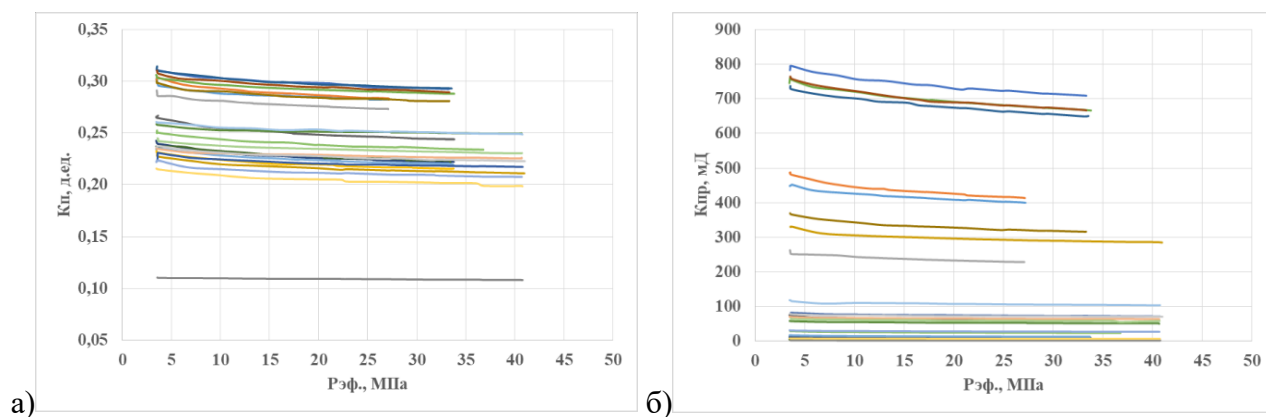


Рис. 2. Изменение значений пористости (а) и проницаемости (б) при увеличении эффективного давления на образцах керна

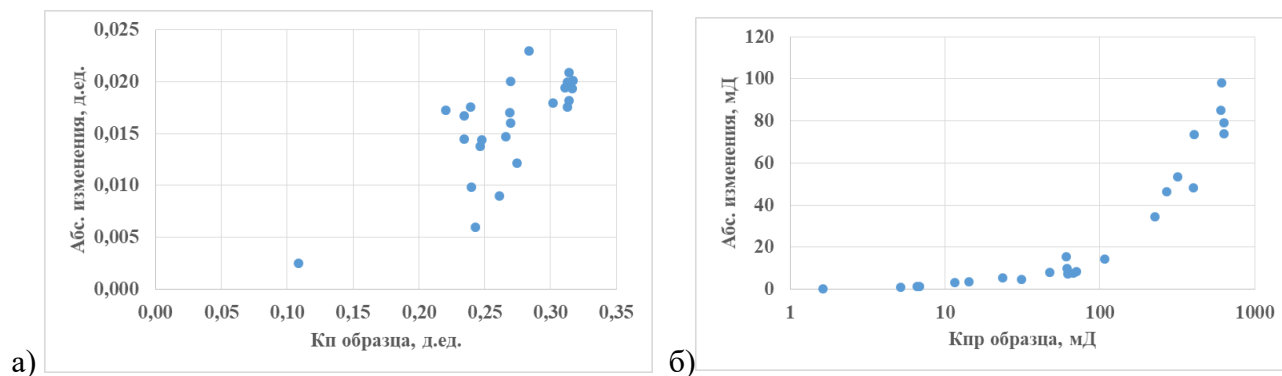


Рис. 3. Относительное изменение пористости (а) и проницаемости (б) в зависимости от изменения эффективного давления на образцах керна. Западная Сибирь

Проанализируем количественное влияние термобарических условий для двух образцов с высокими и низкими значениями ФЕС для данной выборки. Первый образец обладает параметрами $K_p=31,3\%$ и $K_{pr}=403,37$ мД, второй - $K_p=10,9\%$ и $K_{pr}=1,63$ мД. На рис. 4 представлены графики изменения коэффициентов пористости и проницаемости этих образцов при увеличении эффективного давления. При этом начальное $P_{эф}$ первого образца – 13,3 МПа, второго – 22,6 МПа. Диапазон изменения $P_{эф}$ для первого образца составил 3,5-27,2 МПа, для второго – 3,6-40,7 МПа. Соответствующие этим экспериментам изменения пластового

давления также приведены в табл. 1. Горное давление рассчитано, исходя из данных, полученных в процессе испытания пластов (см. рис. 1).

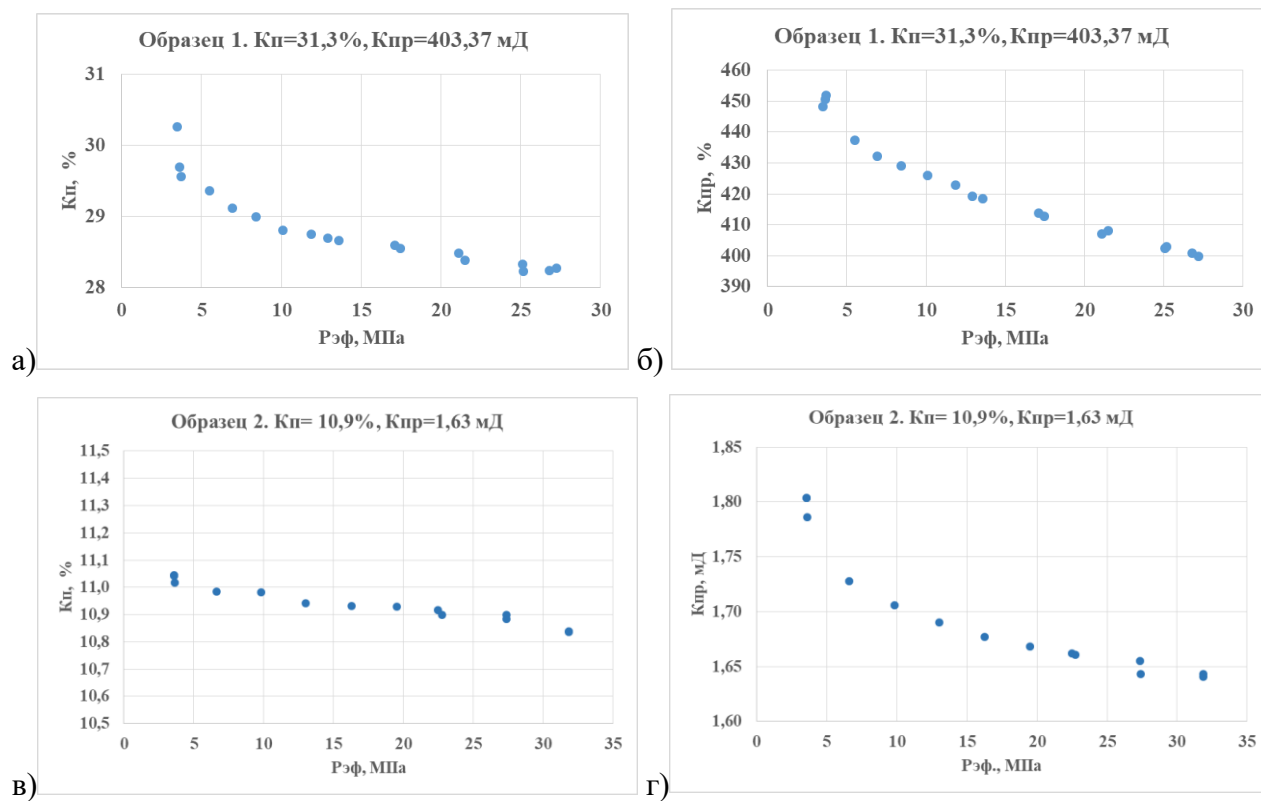


Рис. 4. График изменения коэффициентов пористости и проницаемости от эффективного давления для образцов керна с высокими (а, б) и низкими (в, г) фильтрационно-емкостными свойствами

Таблица 1

Результаты моделирования эффективного давления на образцах керна

Номер образца	$K_{по(в)}$, %	$K_{пр}$, мД	$P_{эф}$ нач., МПа	P_g , МПа	Диапазон моделирования $P_{эф}$, МПа	Диапазон изменения $P_{пл}$, МПа	Диапазон изменения K_p , %	Диапазон изменения $K_{пр}$, мД
1	31,3	403,37	13,3	26,0	3,5-27,2	22,5-0	30,3-28,2	448,24-399,84
2	10,9	1,63	22,6	40,0	3,6-40,7	36,5-0	11,0-10,8	1,80-1,62

Изменение пористости образца с высокими ФЕС достигает 2%, а проницаемости - 48,4 мД. Свойства образца с низкими ФЕС изменяются на 0,3% пористости и 0,18 мД проницаемости, соответственно (табл. 2).

Таблица 2

Оценка абсолютного и относительного изменения свойств образца при изменении эффективного давления

Номер образца	Кп, д.ед.			Кпр, мД		
	Диапазон изменений	Δ абс.	Δ отн.	Диапазон изменений	Δ абс.	Δ отн.
1	30,3-28,2	2,1	0,037	448,24-399,84	48,4	0,107
2	11,0-10,8	0,3	0,027	1,80-1,62	0,18	0,100

Моделирование упругих свойств

Деформационные процессы, происходящие в пласте, оказывают влияние на ФЕС пород и их упругие характеристики. Все большее значение при прогнозе свойств коллектора и анализа поведения пород в процессе эксплуатации приобретают акустические свойства пород и их зависимость от изменяющихся термобарических условий. Для перехода в плоскость геофизических исследований скважин и моделирования влияния давления и температуры на поведение кривых времени пробега продольной волны (DTP) выполнены следующие этапы:

1. Скорректирована записанная кривая DTP из-за влияния скважинных условий и сделан переход к поточечному значению скорости продольной волны (VP) [Gardner, Gardner, Gregory, 1974; Offset-dependent reflectivity..., 1993].

2. В специализированном программном обеспечении создана синтетическая кривая скорости продольной волны, которая соответствует записанной [Mavko, Mukerji, Dvorkin, 2009; Batzle, Wang, 1992; Gassmann, 1951].

3. Последовательно изменено пластовое давление с шагом 5 МПа и рассчитана кривая VP для каждого шага. Другие параметры в расчетах оставались неизменными. Таким образом, кривые продольной скорости рассчитаны при давлении, соответствующем пластовому давлению, определенному при испытании, а также при уменьшенных давлениях (-5,0; -10,0 и -15,0 Мпа) к давлению испытания.

4. Рассчитан коэффициент пористости от записанной кривой скорости пробега продольной волны и от трех кривых, полученных при моделировании снижения пластового давления -5МПа, -10 МПа, -15 МПа (п.3).

5. Проанализировано влияние изменения давления на коэффициент пористости (Кп). Результаты расчетов сопоставлены с выводами, полученными при лабораторных исследованиях керна.

6. Последовательно в программном обеспечении изменена температура с шагом

5°C и рассчитаны кривые VP для каждого шага. Определен коэффициент пористости для каждой модельной кривой VP.

На рис. 5 представлен график сопоставления скоростей распространения продольных волн при снижающемся пластовом давлении с исходной кривой скорости. Как видно, большее влияние происходит в области низких скоростей и, следовательно, лучших ФЕС. При пористости 36,8% и снижении пластового давления на 15 МПа скорость увеличивается на 200 м/с, а коэффициент пористости снижается на 4%.

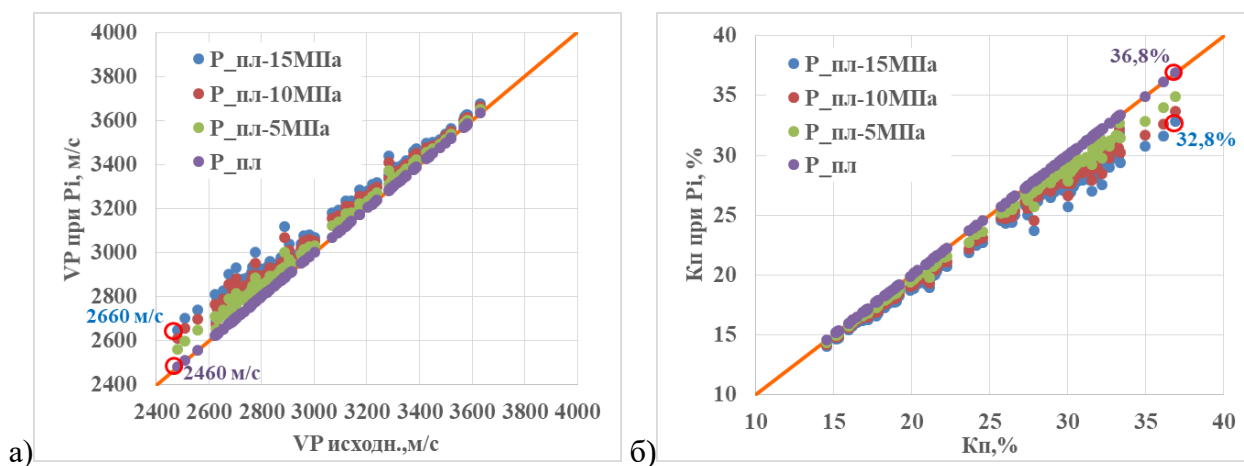


Рис. 5. Сопоставление скоростей продольных волн (а) и коэффициента пористости (б) при разных пластовых давлениях

Для наглядного представления и количественной оценки влияния давления на характеристики пород в разрезе скважины выбраны мощные интервалы коллектора толщиной более 3 м с различающимися коэффициентами пористости: 19%, 25%, 32,8%. Далее смоделированы скорости продольных волн при изменяющемся давлении и рассчитаны соответствующие им коэффициенты пористости (см. рис. 5). Коэффициент пористости коллектора с низкой емкостной характеристикой при изменении пластового давления на 15 МПа изменился на 2,1%, а коэффициент пористости коллектора с высокими ФЕС – на 4%. Это соответствует выводам, полученным на образцах керна (рис. 6): снижение пластового давления и увеличение эффективного больше влияние оказывают на коллекторы с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками.

Необходимо отметить, что полученные численные характеристики изменений параметров являются ориентировочными и требуют уточнения результатами замеров свойств горных пород на кернах месторождения при разных термобарических условиях.

Влияние температуры на изменение упругих характеристик и, следовательно, емкостных незначительно (рис. 7). Максимальное уменьшение скорости при увеличении температуры на 10°C составляет 19,9 м/с, что соответствует изменению пористости на 0,39%.

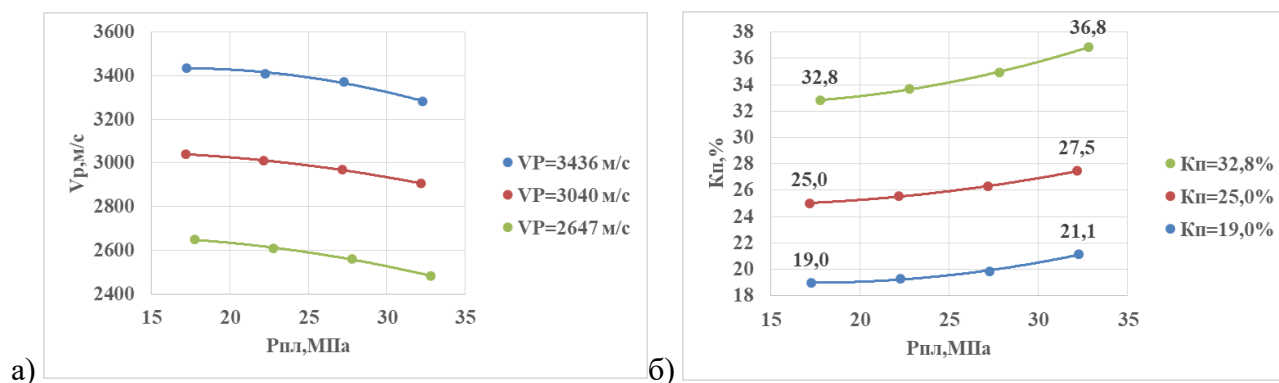


Рис. 6. Изменения скорости продольных волн (а) и коэффициента пористости (б) в коллекторе при разных пластовых давлениях

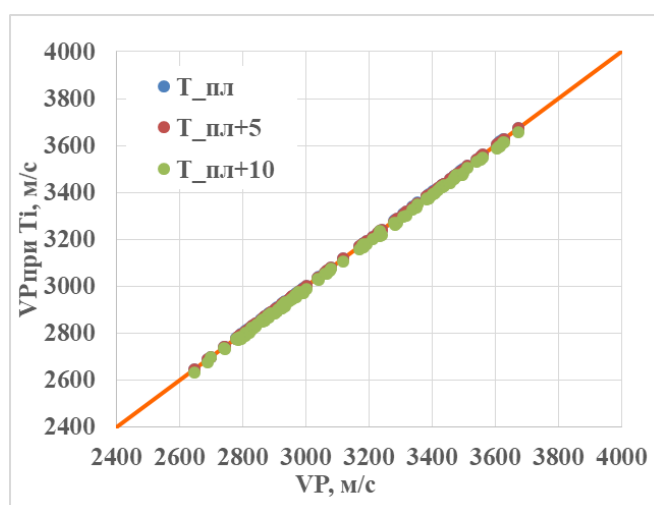


Рис. 7. Сопоставление скоростей продольных волн при разных температурах

На рис. 8 приведен фрагмент планшета с расчетом кривых скорости пробега продольных волн и коэффициентов пористости для разных пластовых давлений. Расчеты выполнены в интервалах коллекторов. Влияние значительнее, когда коллектор обладает лучшими ФЕС. Так, для коллекторов с пористостью в диапазоне 14-22% максимальное изменение пористости достигает 1% при изменении давления на 15 МПа. Скорости распространения продольных волн изменяются 0-100 м/с. В коллекторах с пористостью 23-33% при том же уменьшении пластового давления на 15 МПа происходит уменьшение коэффициента пористости от 4 до 1,5%. При этом скорость продольных волн изменяется в диапазоне 160-240 м/с (табл. 3).

Выводы

Температура и давление оказывают разную степень влияния на изменение упругих и ФЕС пород. В изучаемом разрезе влияние температуры на рассматриваемые параметры не отмечено. Изменение пластового давления оказывает значительное влияние на упругие характеристики пород и изменяет их пористость. Необходимо отметить, что полученные в

результате расчета численные характеристики изменений упругих и ФЕС коллекторов требуют дополнительного исследования керна при разных термобарических условиях.

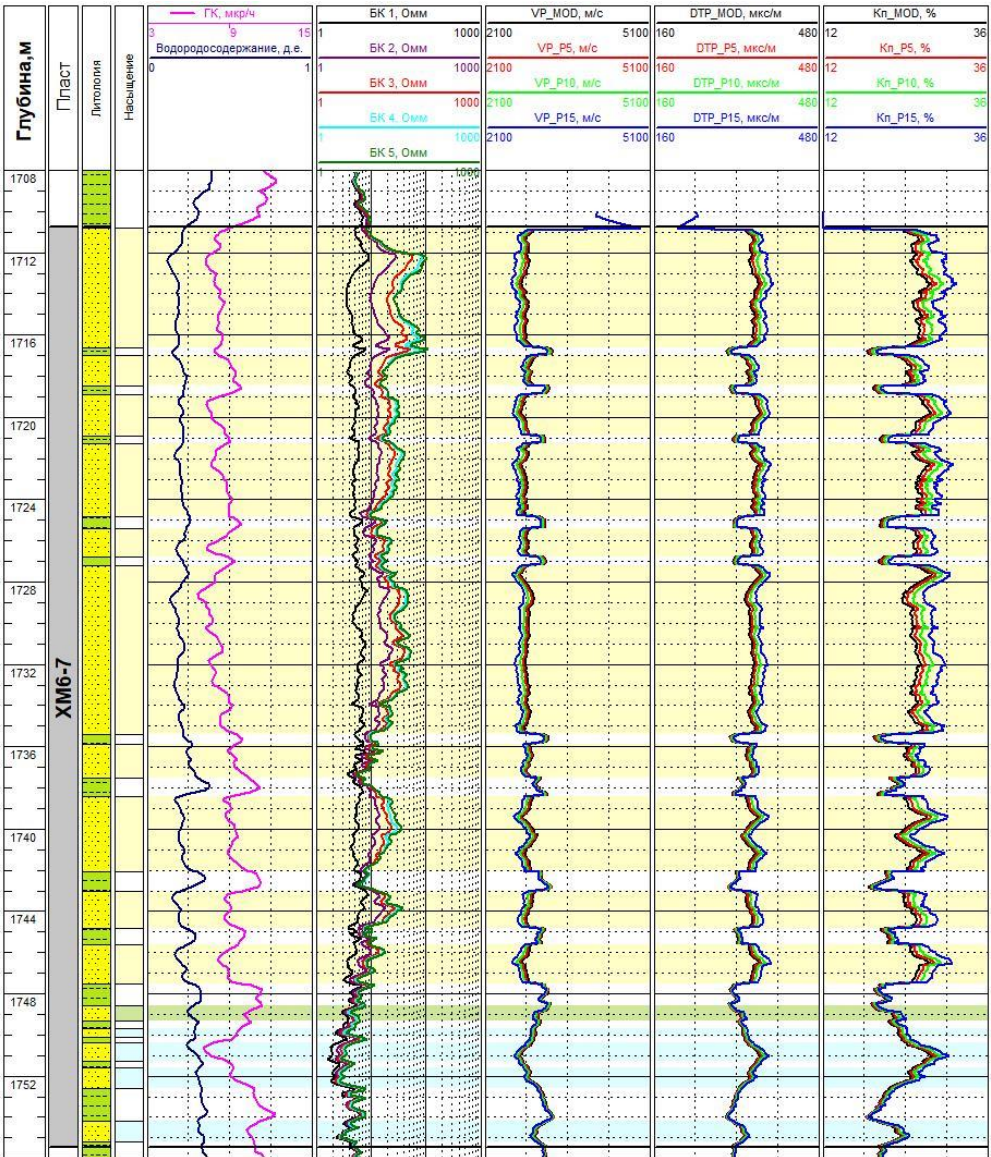


Рис. 8. Фрагмент планшета с расчетом кривых скорости пробега продольной волны и коэффициента пористости при изменении давления

Таблица 3

Абсолютные и относительные изменения параметров при снижении пластового давления на 15 МПа

Параметр	Изменение давления	Группа коллекторов	Снижение/рост	Δ абс.	Δ отн., %
Кп, %	-15 МПа↓	Кп=14-22%	↓	0-1%	0-5%
VP, м/с			↑	0-100 м/с	0-3%
RHOВ, г/см3			—	—	—
Кп, %		Кп=23-33%	↓	1,5-4,0%	7-9%
VP, м/с			↑	160-240 м/с	6-8%
RHOВ, г/см3			—	—	—

Литература

Авчян Г.М., Матвиенко А.А., Стефанкевич З.Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. - М.: Недра, 1979. - 224 с.

Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. - М.: Недра, 1978. - 318 с.

Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. - М.: Недра, 1975. - 344 с. EDN: [QFQLMS](#)

Дахнов В.Н. Каротаж скважин: Интерпретация каротажных диаграмм. - М.: Гостоптехиздат, 1941. - 496 с. EDN: [SXRVYS](#)

Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах / В.М. Добрынин. - М.: Недра, 1965. - 163 с.

Batzle M., Wang Z. Seismic properties of pore fluids // Geophysics. - 1992. - 57(11). - P. 1396-1408. DOI: [10.1190/1.1443207](#)

Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps // Geophysics. - 1974. - № 39. - P. 770-780. DOI: [10.1190/1.1440465](#)

Gassmann F. Elastic waves through a packing of spheres // Annalen der Physik. - 1951. - 24(12). - P. 673-685.

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media, Cambridge University Press. - 2009. - 511 p. DOI: [10.1017/CBO9780511626753](#)

Offset-dependent reflectivity - theory and practice of AVO analysis / Edited by J.P. Castagna, M.M. Backus. - Soc. Expl. Geophys., 1993. - 348 p. DOI: [10.1190/1.9781560802624](#)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 24.03.2025

Published 09.06.2025

Shishkin R.A., Saitova E.V., Akhmedov N.L., Koptyaev A.A., Popp V.A.

INGEOSERVICE LLC, Tyumen, Russia, rshish@ingeos.info, esaito@ingeos.info, i.n.a.mig98@gmail.com, akopt@ingeos.info, vpopp@ingeos.info

INFLUENCE OF THERMOBARIC CONDITIONS ON ELASTIC AND FILTRATION-CAPACITANCE PROPERTIES OF ROCKS THE APTIAN-ALBIAN STRATA IN ZAPADNO-TAMBEY FIELD

Thermobaric conditions have a significant impact on the elastic properties of rocks and their filtration and capacitance characteristics. Taking into account that pressure and temperature are not constant values during the development of a strata, it becomes especially important to correctly predict the mechanical behavior and reservoir potential of rocks. Core studies under different baric conditions with registration of porosity, permeability and elastic characteristics at each stage provide valuable information in solving this problem. Based on this a priori information, it is possible to predict the properties of rocks from borehole studies with modeling the behavior of curves in different thermobaric conditions.

Keywords: Aptian-Albian strata, filtration and storage properties, reservoir potential, Zapadno-Tambeysky field.

For citation: Shishkin R.A., Saitova E.V., Akhmedov N.L., Koptyaev A.A., Popp V.A. Vliyanie termobaricheskikh usloviy na uprugie i fil'tratsionno-emkostnye svoystva porod apt-al'bskikh otlozheniy Zapadno-Tambeyskogo mestorozhdeniya [Influence of thermobaric conditions on elastic and filtration-capacitance properties of rocks the Aptian-Albian strata in Zapadno-Tambeysky field]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/21_2025.html EDN: FCFLOH

References

Avchyan G.M., Matvienko A.A., Stefankevich Z.B. *Petrofizika osadochnykh porod v glubinnykh usloviyakh* [Petrophysics of sedimentary rocks in deep conditions]. Moscow: Nedra, 1979, 224 p. (In Russ.).

Batzle M., Wang Z. Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 1992, 57(11), pp. 1396-1408. DOI: [10.1190/1.1443207](https://doi.org/10.1190/1.1443207)

Dakhnov V.N. *Geofizicheskie metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i neftegazonasyshcheniya gornykh porod* [Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks]. Moscow: Nedra, 1975, 344 p. (In Russ.). EDN: [QFQLMS](https://www.edn.ru/entry/QFQLMS)

Dakhnov V.N. *Karotazh skvazhin. Interpretatsiya karotazhnykh diagramm* [Logging of wells: interpretation of logging diagrams]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1941, 496 p. (In Russ.). EDN: [SXRVYS](https://www.edn.ru/entry/SXRVYS)

Fizicheskie svoystva neftegazovykh kollektorov v glubokikh skvazhinakh [Physical properties of oil and gas reservoirs in deep wells]. V.M. Dobrynin. Moscow: Nedra, 1965, 163 p. (In Russ.).

Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 1974, no. 39, pp. 770-780. DOI: [10.1190/1.1440465](https://doi.org/10.1190/1.1440465)

Gassmann F. Elastic waves through a packing of spheres. *Annalen der Physik*, 1951, 24(12), pp. 673-685.

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. *The rock physics handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*, Cambridge University Press, 2009, 511 p. DOI: [10.1017/CBO9780511626753](https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753)

Offset-dependent reflectivity - theory and practice of AVO analysis / Edited by J.P. Castagna, M.M. Backus. Soc. Expl. Geophys., 1993, 348 p. DOI: [10.1190/1.9781560802624](https://doi.org/10.1190/1.9781560802624)

Vendel'shteyn B.Yu., Rezvanov R.A. *Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov* [Geophysical methods for determining the parameters of oil and gas

reservoirs]. Moscow: Nedra, 1978, 318 p. (In Russ.).