

Петроупругое моделирование и анализ петроупругих связей для юрских отложений терригенной формации месторождения Джел Устюртского нефтегазоносного региона

К.М. Токарева^{1*}, А.С. Муминов¹, Ш.А. Умаров^{2**}

1 – Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте, Узбекистан;

2 – АО «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», г. Ташкент, Узбекистан

E-mail: *tokarevaksenia5@gmail.com, **ss@ing.uz

Аннотация. В работе представлены результаты петроупругого моделирования и анализа петроупругих связей для скважины № 2 месторождения Джел. На основе каротажных диаграмм, с учетом анализа керновой информации, была построена объемная литологическая модель. Компонентный состав объемной литологической модели использовался для моделирования кривой плотностного каротажа и скорости поперечной волны. При расчете объемной литологической модели была получена кривая пористости и сопоставлена с результатом предыдущей интерпретации. В результате проделанной работы удалось выделить два типа коллекторов с различным литологическим составом на основе зависимости «Импеданс – отношение скоростей продольной и поперечной волн».

Ключевые слова: объемная литологическая модель, акустический каротаж, плотностной каротаж, моделирование, импеданс, петроупругие связи, пористость, литотипы, коллектор.

Для цитирования: Токарева К.М., Муминов А.С., Умаров Ш.А. Петроупругое моделирование и анализ петроупругих связей для юрских отложений терригенной формации месторождения Джел Устюртского нефтегазоносного региона // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 1(28). С. 3. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art3>

Введение

Петроупругое моделирование является современной методикой, используемой для восстановления упругих свойств среды. Петроупругое моделирование служит основой для анализа флюидонасыщения и прогноза коллекторских, литологических свойств, опирающегося на результаты сейсмической инверсии. Являясь связующим звеном между фильтрационно-емкостными свойствами и упругими свойствами пород, петроупругое моделирование и анализ петроупругих связей позволяют завершить обратную динамическую задачу сейсморазведки [1].

Условия формирования пород коллекторов юрских отложений

Промышленная ценность коллекторов определяется фильтрационно-емкостными свойствами, т.е. пористостью и проницаемостью, которые зависят от большого количества факторов, в числе которых: вещественный состав, степень отсортированности

обломочного материала, текстурно-структурные особенности, характер цементации и наличие примесей и т.п. Рассматриваемый продуктивный интервал включает в себя породы ниже-, средне-, верхнеюрских отложений [2].

В раннеюрскую эпоху происходило медленное опускание суши, что привело к изолированному континентальному режиму осадконакопления на территории Устюрта. В целом отложения нижней юры представлены плохо отсортированным обломочным материалом, состоящим из зерен кварца, полевых шпатов, слюд с присутствием глинистого цемента. Характерной особенностью отложений этого времени является наличие обуглившихся растительных остатков, которые иногда встречаются в виде линзовидных залежей углей с мощностью до 1 м. На месторождении Джел (скважина № 2) разрез нижней юры вскрыт в интервале 2390–2685 м и представлен переслаиванием песчано-глинистых пород с тонкими прослоями углефицированного остатка (рис. 1) [2]. Общая мощность отложений составляет 295 м.

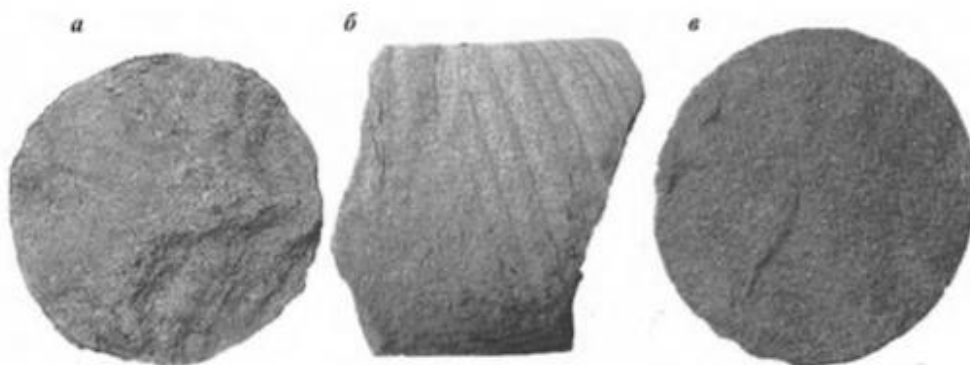


Рис. 1. Песчаник олигомиктовый светло-серый, сильно пористый (а), гравелит мелко-среднезернистый (б), песчаник гравийсодержащий (в); интервал отбора керна 2390–2400 м, площадь Джел, скв. 2

Отличительной особенностью среднеюрских отложений Устюрта является то, что они на большей части территории сложены однотипными по вещественному составу и близкими по структурно-текстурным особенностям, более тонкозернистыми породами, чем нижнеюрские, и имеют большие мощности [2, 3]. В целом отложения средней юры представлены песчаниками, гравелитами мелко-среднезернистыми, алевролитами с рассеянной углефикацией (рис. 2) [2]. По данным ГИС в скважине № 2 месторождения Джел разрез средней юры вскрыт в интервале 1877–2390 м. Общая мощность отложений составляет 513 м. Уголь в разрезе черный, тонкопластичный и матовый, местами блестящий. Порода сильно пачкает руки. Наблюдается присутствие углистого аргиллита с

пелитовой структурой и слоистой структурой, на поверхности наслоений наблюдается скопление углефицированных остатков растений.



Рис. 2. Песчаник мелкозернистый (а), уголь черный матовый, местами блестящий (б), переслаивание углистых глин и светло-серых алевролитов (в); интервал отбора керна 2120–2140 м, площадь Джел, скв. 2

Наименее благоприятные условия для осадконакопления и формирования пород-коллекторов на территории всего Устюрта были в позднюю эпоху юрского периода [2, 3]. В верхнеюрских отложениях отсутствуют мощные терригенные коллекторы, они имеют очень ограниченное распространение, и их эффективная мощность редко превышает 10 м.

В скважине № 2 месторождения Джел максимальная мощность коллектора верхней юры составляет 1 м. По данным ГИС в скважине № 2 разрез верхней юры вскрыт в интервале 1574–1877 м. Общая мощность отложений составляет 303 м. Содержание углефицированного остатка в алевролитах верхнеюрских отложений значительно больше, чем в отложениях средней и нижней юры.

Алгоритм построения объемной литологической модели (ОЛМ) и моделирования плотности и скорости поперечной волны

Объемная литологическая модель – это такая модель, которая показывает процентное содержание каждой входящей в ее состав компоненты для каждой точки разреза, при этом сумма всех компонент приравнивается к 100%. Задачей авторов являлось включение углефицированной компоненты в расчет ОЛМ, а также анализ ее влияния на моделирование плотностной кривой и скоростей продольной и поперечной волн. После изучения керновой информации было принято решение включить в состав ОЛМ следующие компоненты: глину, песчаник, уголь и порозаполнитель. Для расчета использовались исходные данные в виде кривой гамма-гамма плотностного каротажа и интервального времени пробега продольной волны. Также из диаграмм ГИС был вырезан интервал 1877–2118 м, так как по кавернометрии в этом интервале выделяются большие

каверны до 40 см. Наличие таких каверн приводит к сильному искажению показаний всех методов, поэтому в этом интервале рассчитывать ОЛМ было некорректно. Для компонентного состава ОЛМ были заданы следующие условия прогноза:

- для интервала верхней юры глина, песчаник, уголь прогнозировались в интервале от 0 до 100% с вероятным значением 50%, а пористость – от 0 до 25% с вероятным значением 10%;
- для интервала средней и нижней юры глина прогнозировалась в интервале от 0 до 100% с вероятным значением 25%, песчаник – от 0 до 100% с вероятным значением 50%, уголь – от 0 до 45% с вероятным значением 10%, а пористость – от 0 до 25% с вероятным значением 10%.

Для расчета использовались коэффициенты по акустическому и плотностному каротажам, при этом коэффициенты были подобраны непосредственно для рассматриваемого месторождения. При подборе коэффициентов большое внимание обращалось на среднюю ошибку расчета, которая в итоге не превышала 5%. Ниже представлены используемые коэффициенты для каждой из компоненты ОЛМ [4, с. 182–189]:

- интервальное время пробега продольной волны в скелете глины принято равным 280 мкс/м, в кварце – 183 мкс/м, в угле – 300 мкс/м и в порозаполнителе – 560 мкс/м (в порах находится фильтрат бурового раствора);
- плотность для глины принята равной 2.27 г/см³, для песчаника – 2.65 г/см³, для угля – 1.6 г/см³ и для порозаполнителя – 1 г/см³ (в порах находится фильтрат бурового раствора).

Результатом интерпретации данных ГИС [5] являлось получение ОЛМ (рис. 3, а, б), пористости, кривых объемных компонент глины, песчаника, угля в долях. Были получены модельные кривые интервального времени пробега продольной волны и плотности. При сопоставлении исходных и модельных кривых были вычислены коэффициенты корреляции – 0.92 и 0.97 – для акустики и плотностного каротажей соответственно. Необходимо отметить, что в рассчитанной ОЛМ для отложений верхней юры содержание глинистой компоненты значительно выше, чем в отложениях средней и нижней юры. Следовательно, утверждение о том, что мощные терригенные коллекторы в верхней юре практически отсутствуют, подтвердилось и для площади Джел. Углефицированная составляющая в большей мере присутствует в отложениях верхней юры и уменьшается в отложениях средней и нижней юры.

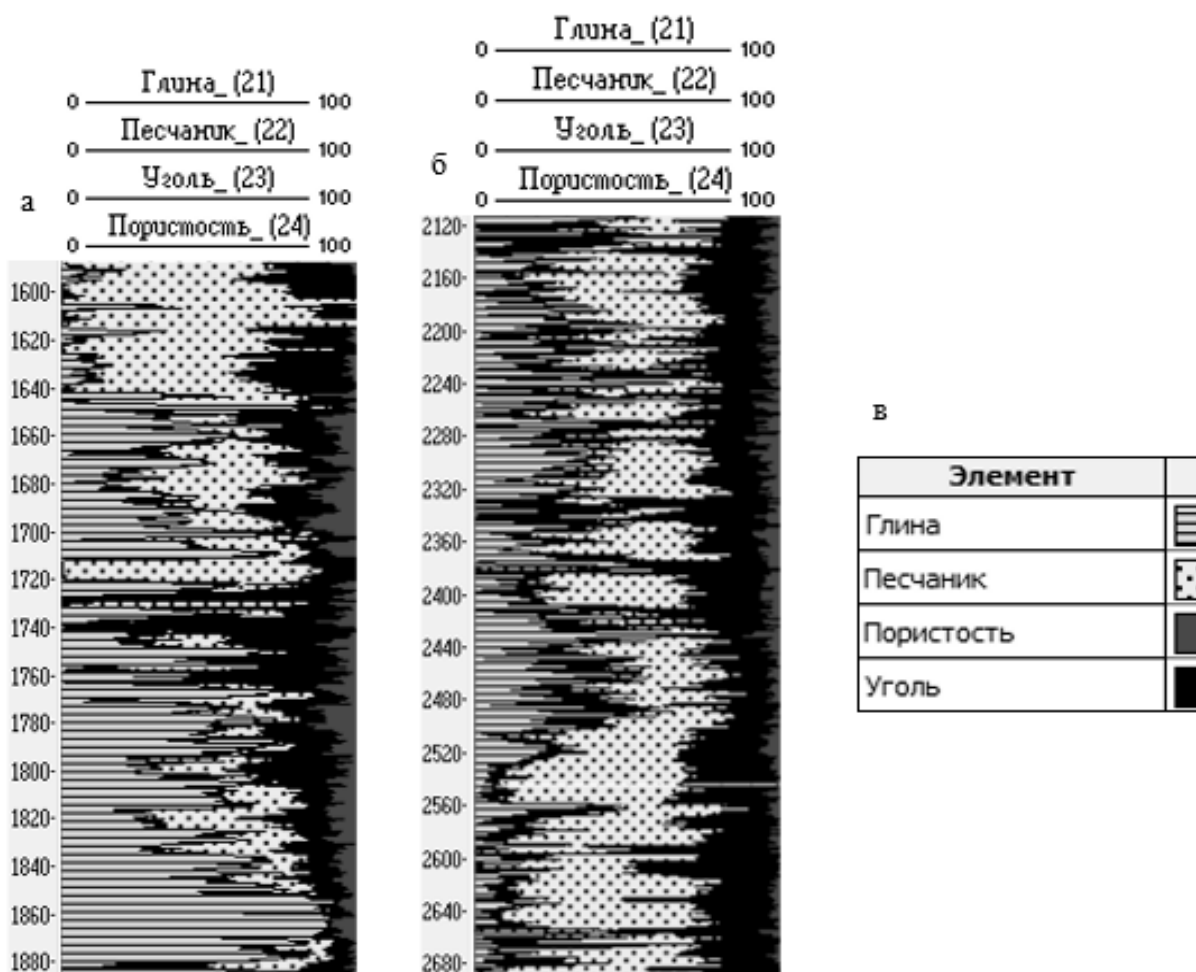


Рис. 3. Результаты расчета ОЛМ, площадь Джел, скв. 2:
 а – ОЛМ для верхнеюрских отложений,
 б – ОЛМ для средне- и нижнеюрских отложений,
 в – условные обозначения для компонентного состава ОЛМ

Для того чтобы определить, как угольно-растительный остаток (УРО) влияет на результат построения ОЛМ, сначала был произведен расчет без включения УРО, а затем с ним. В первом случае снизились коэффициенты корреляции для исходных и модельных кривых акустического и плотностного каротажа до 0.6 и 0.65 соответственно, кривая пористости приобрела трендовую зависимость без соответствия реальной геологической среде. Результаты сопоставления пористости, рассчитанной в двух случаях компоновки ОЛМ (рис. 4, 1 а, б), результаты сопоставления модельной и исходной кривых плотности (рис. 4, 2 а, б) и скорости продольной волны (рис. 5, 1 а, б) также представлены в виде графиков. Присутствуют несовпадения модельной и исходной кривых, в основном, в областях сильно завышенных или заниженных значений. Тем не менее, в целом

синтетические кривые достаточно хорошо описывают реальную геологическую среду и могут быть использованы для моделирования скорости поперечной волны.

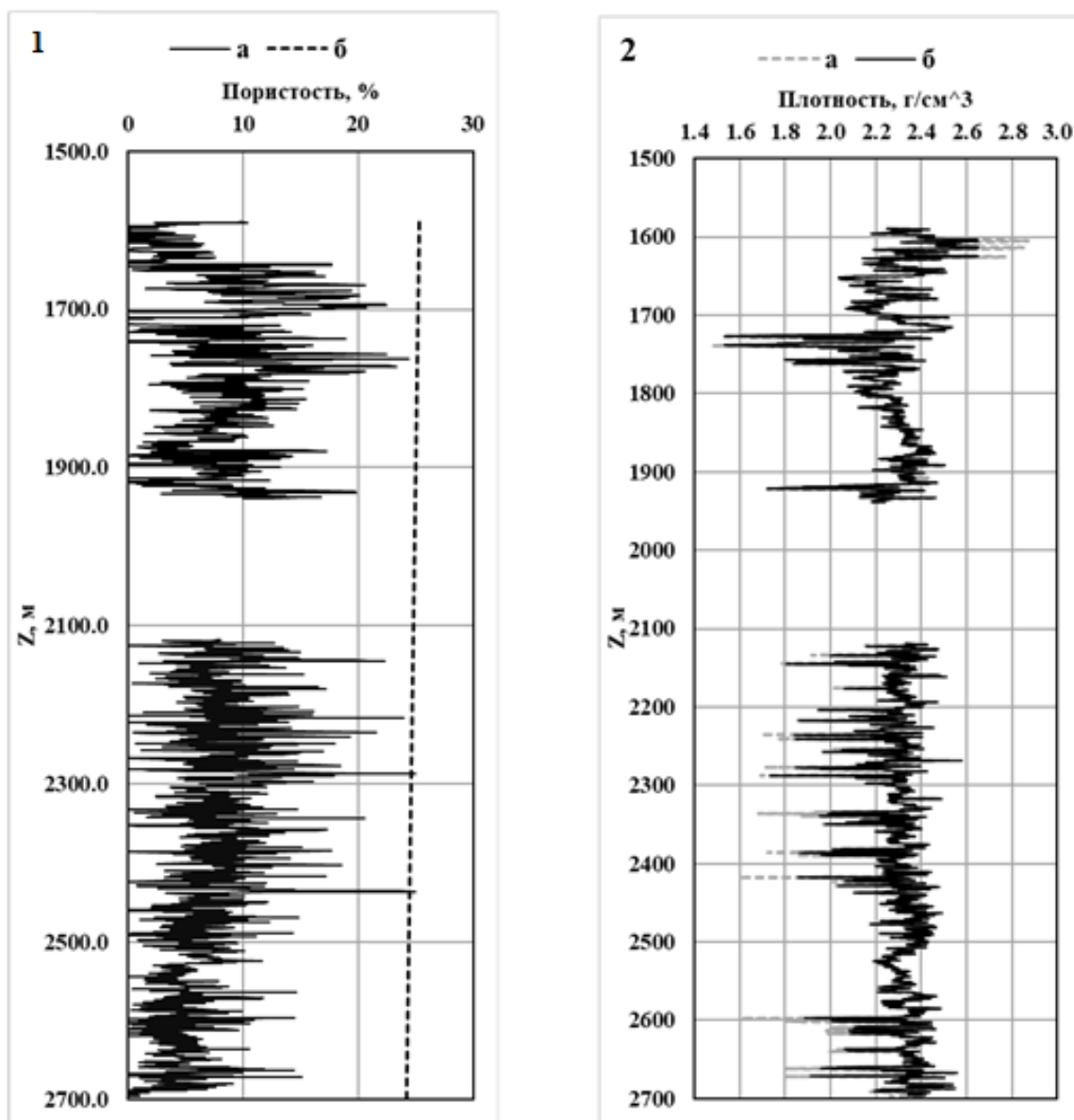


Рис. 4. Сопоставление: 1 – пористости: 1 а – полученной из расчета ОЛМ с включением УРО, 1 б – полученной из расчета ОЛМ без учета УРО; 2 – кривых плотности: 2 а – исходной, 2 б – модельной, полученной в результате расчета ОЛМ

Так как основной задачей анализа петроупругих связей является построение зависимости: акустический импеданс (AI) – отношение скоростей продольной и поперечной волн (V_p/V_s), то было необходимо восстановить скорость поперечной волны (см. рис. 5, 2 а), которая изначально отсутствовала в комплексе ГИС, проведенном на скв. № 2 площади Джел.

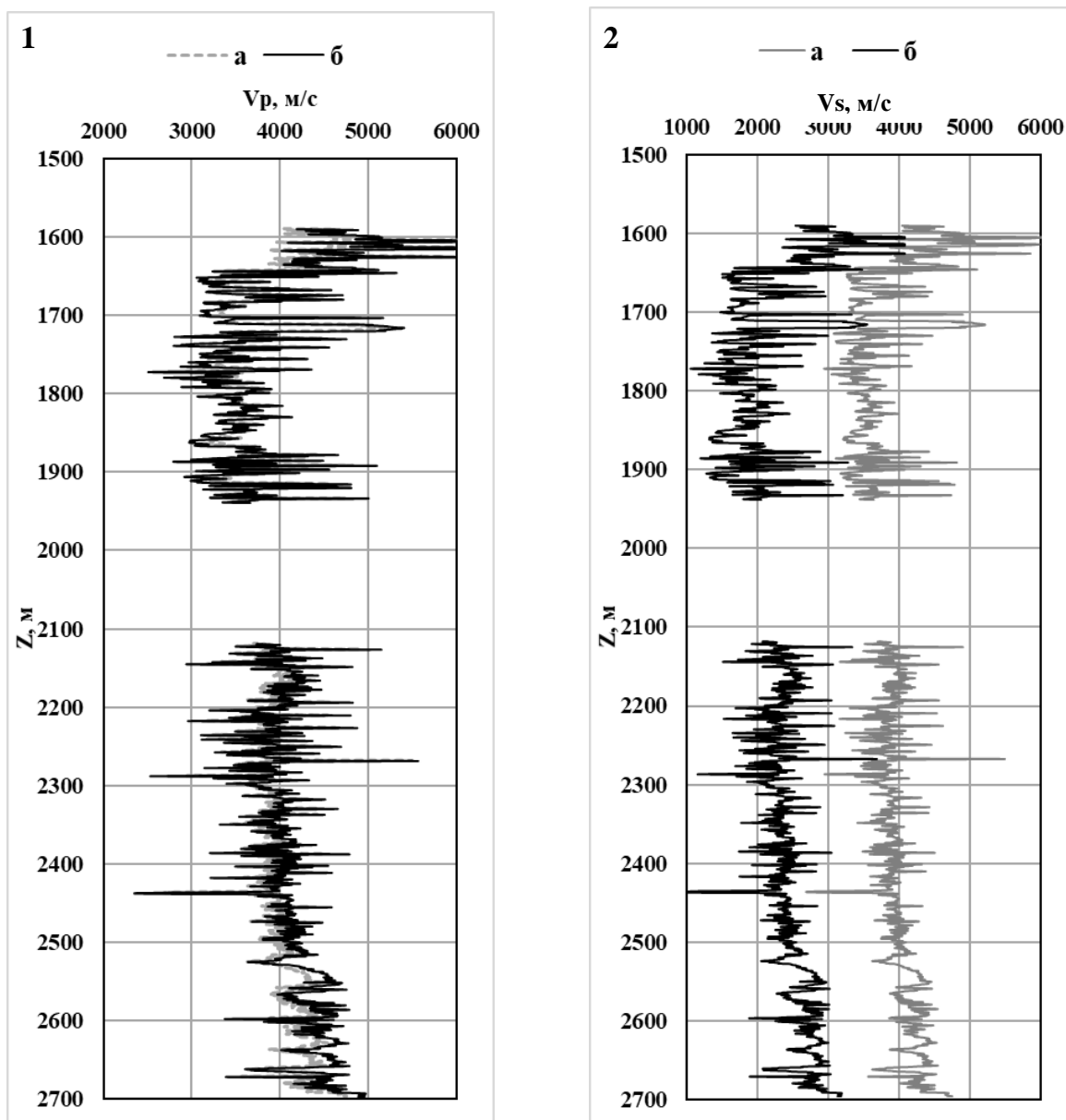


Рис. 5. Сопоставление скоростей волн: 1 а – исходная кривая скорости продольной волны; 1 б – модельная кривая скорости продольной волны, полученная в результате расчета ОЛМ; 2 а – исходная кривая скорости поперечной волны; 2 б – модельная кривая скорости поперечной волны, рассчитанная по формуле Раймера–Ханта–Гарднера [6]

Для восстановления скорости поперечной волны использовалась методика Раймера–Ханта–Гарднера [6], которая заключается в связи скорости поперечной волны V_s с пористостью ϕ (формула 1), скоростью поперечной волны в скелете породы V_{sm} (формула 2), плотностью скелета породы ρ_m (формула 3), и плотностью флюида ρ_f , равной 1 г/см^3 . Модель Раймера–Ханта–Гарднера является эмпирической и получена на основе анализа экспериментальных данных (керн, ГИС).

$$V_s = (1 - \varphi)^2 \cdot V_{sm} \cdot \sqrt{\frac{(1 - \varphi) \cdot \rho_m}{(1 - \varphi) \cdot \rho_m + \varphi \cdot \rho_{f1}}} , \quad (1)$$

$$V_{sm} = \sqrt{\frac{\mu_m}{\rho_m}} , \quad (2)$$

$$\rho_m = \rho_1 f_1 + \rho_2 f_2 + \dots + \rho_N f_N , \quad (3)$$

где μ_m – сдвиговой модуль матрицы породы, f_i – объемное содержание i -ой компоненты ОЛМ, ρ_i – плотность i -ой компоненты ОЛМ.

Анализ петроупругих связей. При анализе зависимости $AI - Vp/Vs$ удобно закрашивать точки различными цветовыми шкалами для того, чтобы проследить тенденцию смещения точек в зависимости от характера литологии и флюидонасыщения. На рис. 6 видно хорошее разделение точек по литотипам. Литотипы определялись исходя из схемы классификации песчано-алевролитоглинистых пород.

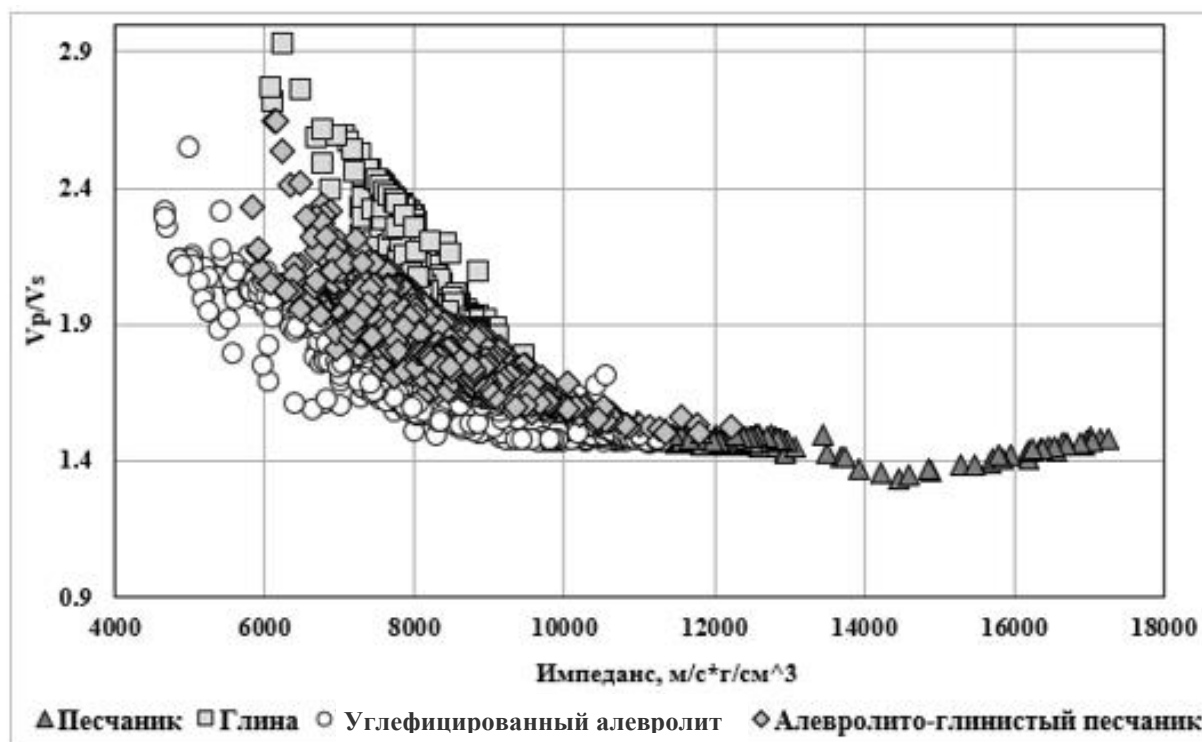


Рис. 6. График зависимости $AI - Vp/Vs$ с закрашкой точек по цветовой шкале литотипов

Можно заметить, что зона плотных песчаников расположена в области высоких значений импеданса и низких значений Vp/Vs , зона глин – в области низких импедансов и

высоких значений V_p/V_s , зона углефицированного алевролита занимает область низких значений по импедансу и V_p/V_s , средних значений импедансов и низких значений V_p/V_s , а зона алевролито-глинистых песчаников – промежуточную область между углефицированным алевролитом и глиной.

На площади Джел продуктивный интервал сложен терригенными породами, из которых коллекторами можно считать те песчано-алевролитовые породы, в которых пористость больше 11%, а глинистость меньше 15%. Задав такое условие, была получена кривая коллектор-неколлектор, которой были закрашены точки на рис. 7. В результате удалось выделить два типа коллекторов: первый тип относится к песчано-алевролитовым породам с пористостью порядка 20%, а второй тип коллектора – к углефицированному алевролиту.

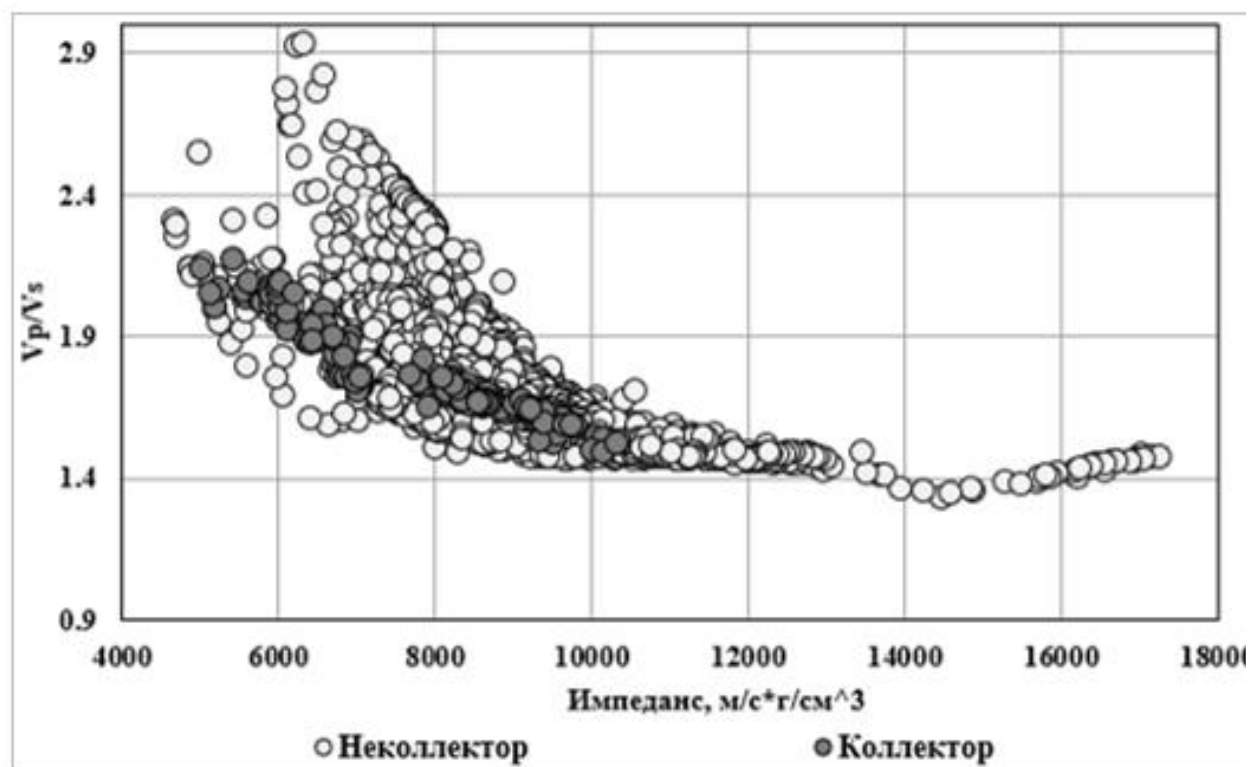


Рис. 7. График зависимости AI – V_p/V_s с закрашкой точек по цветовой шкале – коллектор-неколлектор

На рис. 8 видно, что практически все коллекторы являются газовыми, при этом в коллекторах первого типа преобладает газовое насыщение, а в коллекторах второго типа – содержание смешанной компоненты выше, что связано с хорошей влаговпитывающей способностью углей.

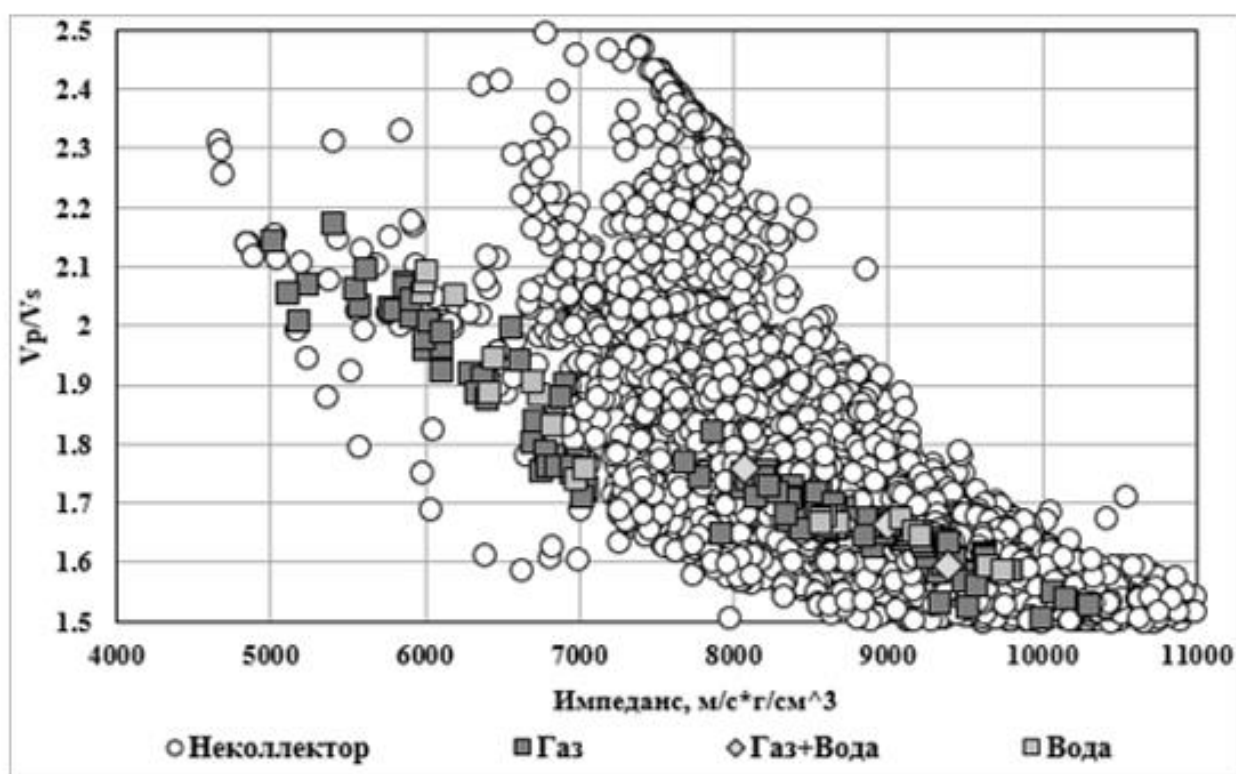


Рис. 8. График зависимости $AI - Vp/Vs$ с закрашкой точек по цветовой шкале насыщения

Выводы

С помощью методики петроупругого моделирования была восстановлена кривая скорости поперечной волны, что немаловажно для нефтегазоносных регионов Республики Узбекистан, так как широкополосная акустика на большинстве площадей отсутствует. Также с помощью методики построения ОЛМ удалось включить в компонентный состав углефицированную составляющую и получить результаты в виде модельных кривых, которые довольно неплохо совпали с исходными. Анализ петроупругих связей помог выявить два типа коллекторов. В итоге можно сделать вывод о том, что методика, рассмотренная в данной статье, может быть применена к терригенному типу разреза.

Литература

1. Воскресенский Ю.Н., Рыжков В.И. Геофизика при изучении земных недр: Учеб. пособие. М.: ИЦ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. 224 с.
2. Гризик А.Я., Гафаров Н.А., Гулевой В.Л. и др. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта // Науч.-технич. библиотека «Газпром зарубежнефтегаз 2010 г.». М.: Недр, 2010. Т. 1. С. 172–191.

3. *Акрамходжаев А.М., Авазходжаев Х.Х., Валиев А.А. и др.* Геологическое строение и предпосылки нефтегазоносности Устюрта. В 2-х кн. Ташкент: Фан, 1967. 489 с.
4. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике / Под ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. М.: Инфра-Инженерия, 2009. 960 с.
5. *Кулапова М.В., Хохлова М.С.* АРМ специалиста по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие по интерпретации данных ГИС в системе «Камертон». М.: ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 112 с.
6. *Avseth P., Mukerji T., Mavko G.* Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk. Cambridge, UK: Cambridge Univ. Press, 2005. 376 p.

Petroelastic modeling and analysis of petroelastic relations for the Jurassic rocks of the terrigenous formation of the Dzhel deposit in the Ustyurt oil and gas region

K.M. Tokareva^{1*}, A.S. Muminov¹, Sh.A. Umarov^{2**}

1 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Tashkent branch, Uzbekistan;

2 – Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields JSC, Tashkent, Uzbekistan

E-mail: *tokarevaksenia5@gmail.com, **ss@ing.uz

Abstract. The work presents the results of petroelastic modeling and analysis of petroelastic relations for the well No. 2 of the Dzhel deposit. Based on the logs, taking into account the analysis of core information, a volumetric lithological model was built. The component composition of the volumetric lithological model was used to simulate the density log and shear wave velocity. In calculating the volumetric lithological model, a porosity curve was obtained and compared with the result of the previous interpretation. As a result of the work done, it was possible to distinguish two types of reservoirs with different lithological composition based on the dependence «Impedance – the ratio of the P-wave and S-wave velocities».

Keywords: volumetric lithological model, acoustic logging, density logging, modeling, impedance, petroelastic relations, porosity, lithotypes, reservoir.

Citation: Tokareva K.M., Muminov A.S., Umarov Sh.A. Petroelastic modeling and analysis of petroelastic relations for the Jurassic rocks of the terrigenous formation of the Dzhel deposit in the Ustyurt oil and gas region // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 1(28). P. 3. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art3> (In Russ.).

References

1. Voskresensky Yu.N., Ryzhkov V.I. Geophysics in the study of the Earth's interior: A textbook. Moscow: Gubkin University, 2015. 224 p. (In Russ.).
2. Grizik A.Ya., Gafarov N.A., Gulevoy V.L. et al. A new look at the prospects of oil and gas in the East Ustyurt // Gazprom Zarubezhneftegaz, 2010: Scientific and Technical Library. Moscow: Nedra, 2010. Vol. 1. P. 172–191. (In Russ.).
3. Akramkhodzhaev A.M., Avazhodzhaev Kh.Kh., Valiev A.A. et al. Geological structure and preconditions of oil and gas potential of the Ustyurt. In 2 books. Tashkent: Fan, 1967. 489 p. (In Russ.).
4. Geophysical surveys of wells. Master's guide to field geophysics / Ed. by V.G. Martynov, N.E. Lazutkina, M.S. Khokhlova. Moscow: Infra-Inzheneriya, 2009. 960 p. (In Russ.).

5. *Kulapova M.V., Khokhlova M.S.* Workstation of a specialist in the interpretation of GIS data: A tutorial on the interpretation of GIS data in the Kamerton system // Moscow: Gubkin University, 2011. 112 p. (In Russ.).

6. *Avseth P., Mukerji T., Mavko G.* Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk. Cambridge, UK: Cambridge Univ. Press, 2005. 376 p.