

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.62-68>

УДК 550.3

Результаты петроупругого моделирования карбонатных отложений пермской системы Харьягинского месторождения

С.И. Гусев

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», Москва, Россия
E-mail: segusev@nestro.ru

Целью настоящей работы является петроупругое моделирование пермских отложений Харьягинского месторождения, расположенного на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области и приуроченного к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Моделируемыми пластами являются отложения артинского и ассель-сакмарского горизонтов, сложенные, преимущественно, карбонатными осадками с примесью терригенного материала. Первым этапом петроупругого моделирования является оценка качества исходных данных, выбор скважин кандидатов, корректировка и нормировка кривых в интервале целевых объектов. После этого проводится комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин, выделение коллекторов, оценка пористости и нефтенасыщенности. Построение петроупругой модели и анализ возможностей выделения коллекторов и оценки характера насыщения в поле упругих параметров является следующим этапом. При этом выбор упругой модели зависит от седиментационных и диагенетических процессов, характера насыщающего флюида и т.д. В результате моделирования установлено разделение на коллектор/неколлектор по акустическому и сдвиговому импедансу, а также связь между акустическим импедансом и пористостью. Связи упругих параметров с характером насыщения не установлено, что может быть связано с жесткостью карбонатного скелета и близкими упругими константами нефти и воды.

Ключевые слова: петроупругое моделирование, геофизические исследования скважин, пористость, акустический импеданс, сдвиговый импеданс, нефтенасыщенность, карбонатные коллекторы

Для цитирования: Гусев С.И. (2020). Результаты петроупругого моделирования карбонатных отложений пермской системы Харьягинского месторождения. *Георесурсы*, 22(3), с. 62–68. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.62-68>

Введение

Одним из методов прогнозирования структурных и коллекторских свойств является сейсмическая инверсия, позволяющая оценить литологические особенности, фильтрационно-емкостные свойства и насыщение исследуемых отложений. При этом, инверсия сейсмических данных может рассматриваться как детерминистическая или стохастическая задача, что дает дополнительные возможности для адаптации результатов на априорную геологическую информацию.

Целью инверсии сейсмических данных является восстановление следующих атрибутов: акустического импеданса, сдвигового импеданса и плотности. Связующим звеном между упругими характеристиками и фильтрационно-емкостными свойствами отложений является петроупругая модель, которая может быть получена на основе как теоретических, так и эмпирических данных. Для изучения карбонатных пород могут использоваться модели включений, аппроксимирующие горную породу как однородное изотропное упругое тело, содержащее включения – поры. В связи с тем, что включения (поры) менее жесткие, чем минералы, они оказывают существенный эффект на общие упругие свойства горной породы. Данные модели называются эффективными моделями карбонатных сред. Среди эффективных моделей выделяют дифференциальную эффективную модель,

самосогласованную модель и др. (Создание методики петроупругого моделирования для прогноза литологии и коллекторских свойств карбонатных отложений..., 2018).

Целью настоящей работы является оценка возможности разделения карбонатных отложений пермской системы Харьягинского месторождения на коллектор/неколлектор и по характеру насыщения в поле упругих параметров на основании методики петроупругого моделирования.

В соответствии с поставленной целью в работе решаются следующие задачи (Соколова, Поправко, 2012):

- Коррекция, нормировка и синтез геофизических кривых;
- Анализ основных методик петроупругого моделирования и выбор наиболее оптимальной;
- Создание петроупругой модели и анализ влияния типа насыщения на отклик геофизических кривых;
- Анализ результатов моделирования и обоснование рекомендаций для дальнейшей сейсмической инверсии.

Для решения поставленных задач использовался комплекс геолого-геофизической информации, включающий результаты литолого-петрофизического изучения образцов керн, данные геофизических и гидродинамических исследований скважин. Моделирование выполнялось для 10 скважин, вскрывших отложения пермской системы и обладающих наиболее репрезентативным комплексом ГИС. Для обработки материалов использовалось программное обеспечение Geolog 18 компании Paradigm.

© 2020 С.И. Гусев

Общая информация о месторождении

Харьгагинское нефтяное месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области и приурочено к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Моделируемыми пластами являются отложения артинского (P_{1ar}) и ассель-сакмарского горизонтов (P_{1a+s}). Основными породообразующими минералами пласта P_{1ar} являются кварц (49 %) и кальцит (41 %). По результатам гранулометрического анализа образцов керн из отложений P_{1ar} в скелете пород доля песчаной фракции небольшая (менее 3 %). Доля алевритовой фракции превышает 30 %. Таким образом, коллекторами P_{1ar} являются глинистые алевролиты. Кальцит в артинском горизонте выступает в роли цемента. В отложениях горизонта P_{1ar} распространены коллекторы преимущественно порового типа.

По результатам анализа минерального состава образцов керн выявлено, что основным породообразующим минералом пласта P_{1a+s} является кальцит – средняя концентрация составляет 93.5 %. Особенностью карбонатного разреза горизонта P_{1a+s} является наличие коллекторов со сложной структурой порового пространства (Пересчет геологических запасов нефти..., 2017).

Подготовка геофизических кривых

Первым этапом построения петроупругой модели является оценка качества используемых геофизических кривых, нормализация и восстановление в интервалах размыва и отсутствия записи. В качестве метода нормализации кривых выбран метод сравнения распределений кривых в интервале продуктивного пласта в связи с отсутствием в разрезе опорного пласта с подтвержденными литолого-петрофизическими и механическими характеристиками. Все исследуемые скважины расположены в пределах одного куста, что исключает изменчивость литолого-петрофизических характеристик продуктивных отложений в связи с наличием тренда уплотнения или латеральной изменчивости. В результате построения гистограмм по всем исследуемым скважинам установлено, что часть скважин характеризуются значительным смещением медианного значения относительно основной выборки (рис. 1).

Коррекция кривых нейтронной пористости, объемной плотности, интервального времени пробега продольной и поперечной волны в интервалах размыва стенок скважины и отсутствия записи выполнялась как на основании двумерных (рис. 2) и многомерных петрофизических связей с другими кривыми (нейтронный, индукционный каротаж), так и на основании эмпирических уравнений, таких как зависимость Гарднера-Кастанья (ур. 1) и Гринберга-Кастанья (ур. 2) для чистых известняков (Gardner, 1974). Нормализации кривых производилась, как правило, путем введения аддитивной поправки.

$$\rho = -0.0296 \cdot Vp^2 + 0.461 \cdot Vp + 0.963 \quad (1)$$

$$Vs = a \cdot Vp - b \quad (2)$$

где ρ – плотность породы в $г/см^3$; V_p – скорость продольной волны в породе в $км/с$; V_s – скорость пробега поперечной волны в породе в $км/с$.

Пример восстановления кривой интервального времени пробега продольной волны представлен на рисунке 3.

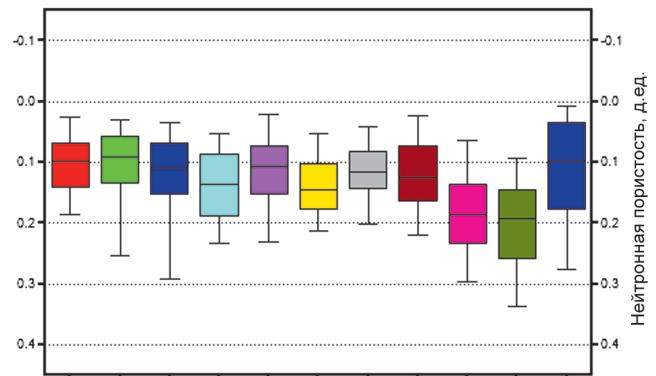


Рис. 1. Распределение нейтронной пористости продуктивных отложений до процедуры нормализации и коррекции кривых. Цветом обозначены различные скважины.

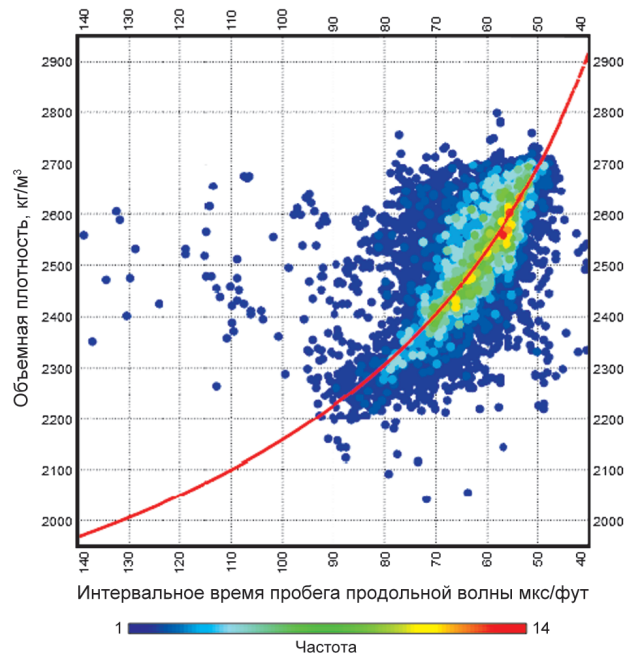


Рис. 2. Зависимость плотности от интервального времени пробега

Пример нормализованных гистограмм распределения нейтронной пористости представлен на рисунке 4.

Интерпретация данных геофизических исследований скважин

Следующим этапом построения петроупругой модели является комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС), выделение коллекторов, оценка пористости и нефтенасыщенности. Для решения данной задачи выбран метод решения системы линейных и нелинейных уравнений, связывающих физические свойства минералов и флюидов с откликом на геофизических кривых. Данный подход, в частности, реализован в модуле «Multimin» ПО «Geolog 18». На основании литолого-петрофизических исследований керн и анализа шлама пробуренных скважин в качестве моделируемых минералов выбраны кальцит, иллит и кварц. В качестве заполняющих поры флюидов – нефть и вода. В качестве входящих кривых модуля «Multimin» выбраны: объемная плотность, нейтронная пористость, откалиброванная на матрицу известняка, интервальное время

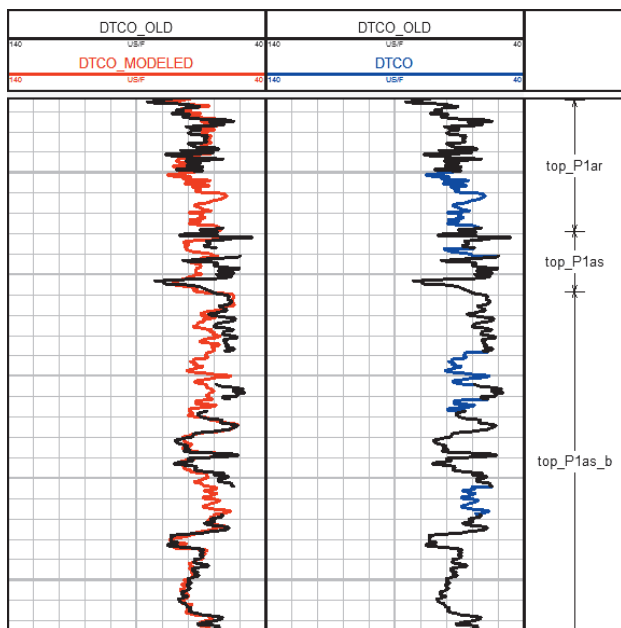


Рис. 3. Пример восстановления кривой интервального времени пробега продольной волны в интервалах пропуска в записи. Черный цвет – записанная кривая, красный – синтетическая кривая, синий – восстановление кривой в интервалах пропуска.

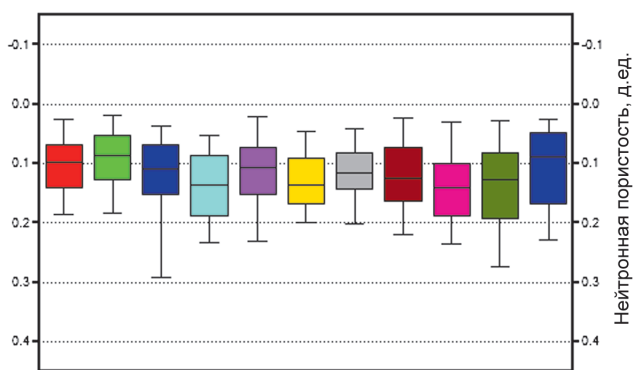


Рис. 4. Распределение нейтронной пористости продуктивных отложений после процедуры нормализации и коррекции кривых. Цветом показаны различные скважины.

пробега продольной волны, фотоэлектрический фактор, естественная радиоактивность, сопротивление промытой зоны пласта и сопротивление незатронутой зоны пласта. Для расчета насыщения использовалось уравнение Дахнова-Арчи, с коэффициентами m и n , полученными по результатам исследования керна. Сопротивления пластовой воды рассчитывалось на основании минерализации отобранных проб с учетом влияния температуры пласта (Петерсилье, 2003).

В результате, были получены минеральные модели и распределение флюидов по каждой из скважин рассматриваемого куста в пределах анализируемых отложений артинского и ассель-сакмарского горизонтов. Коллекторы были выделены на основании граничного значения по пористости для каждого из пластов, полученного на основании комплексного анализа данных исследований керна, пластоиспытателей на кабеле и на трубах и опробования пластов. Характер насыщения определялся на основании граничного значения водонасыщенности с учетом принятого значения водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 5).

В качестве критерия достоверности построенной петрофизической модели использовались данные керна. К сожалению, скважины данного куста не охарактеризованы кернавыми исследованиями, что затрудняет прямое сравнение. Однако проведено большое количество исследований керна артинских и ассель-сакмарских отложений в целом по месторождению, и, учитывая выдержанность и постоянность фильтрационно-емкостных свойств по площади, обобщенные средние значения могут быть использованы для сравнения.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта P_{1ag} изучены на 682 образцах из 30 скважин, из них коллекторов 171 образец. Пористость пласта P_{1ag} , измеренная на стандартных образцах методом насыщения раствором NaCl, изменяется от 0.3 % до 37 %, принимая среднее значение 10.8 %. Для коллекторов пласта P_{1ag} значение пористости колеблется от 14 % до 37 %, в среднем по пласту пористость коллекторов по 171 образцу составляет 19.8 %.

Среднее значение пористости артинских коллекторов по данным ГИС составляет 20.3 % (рис. 6).

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта P_{1a+s} изучены на 1336 образцах из 32 скважин. Пласт P_{1a+s} состоит из верхней и нижней пачки. Верхняя пачка обладает более высокими ФЕС коллекторов. ФЕС пласта P_{1a+s} рассмотрены как в составе единого объекта, так и по пачкам.

Пористость пласта P_{1a+s} , измеренная на стандартных образцах методом насыщения раствором NaCl, изменяется от 0.29 % до 26.6 %, принимая среднее значение 10.12 %. Для коллекторов верхней пачки пласта P_{1a+s} значение пористости колеблется от 8 % до 26.6 %, в среднем по пласту пористость коллекторов по 246 образцам составляет

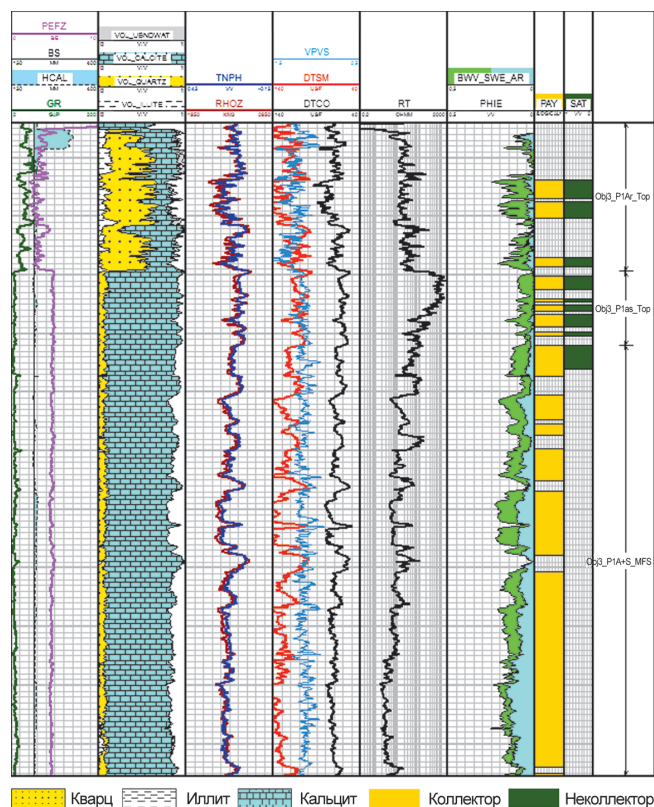


Рис. 5. Пример построенной петрофизической модели по одной из скважин

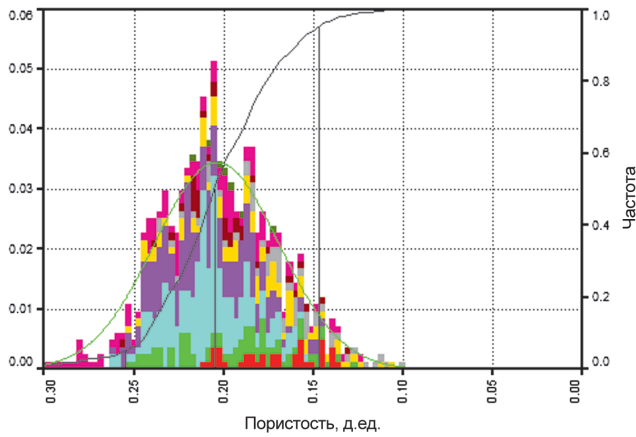


Рис. 6. Распределение пористости артинских отложений по данным ГИС. Цветом указаны различные скважины.

13.56 %. Для коллекторов нижней пачки пласта P_{1a+s} значение пористости колеблется от 11 % до 24.6 %, в среднем по пласту пористость коллекторов по 375 образцам составляет 15.7 %.

По данным ГИС средняя пористость коллекторов верхней пачки пласта P_{1a+s} составляет 11.9 %, средняя пористость коллекторов нижней пачки – 16.7 %.

Таким образом, можно сделать заключение о корректности построенной петрофизической модели. Кроме того, интервалы выделения коллекторов и оценка характера насыщения подтверждены данными пластоиспытателя ГДК-ОПК (гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле) по 4-м скважинам и испытаний в колонне.

Построение петроупругой модели

Следующий этап – построение петроупругой модели и анализ возможности выделения коллекторов и оценки характера насыщения в поле упругих параметров. При выборе модели следует учитывать специфические особенности карбонатных отложений, такие как (Создание методики петроупругого моделирования для прогноза литологии и коллекторских свойств карбонатных отложений..., 2018):

- Нелинейная связь пористости и упругих параметров, обусловленная влиянием геометрии порового пространства карбонатных пород;
- Незначительное влияние типа флюида на скорости волн, связанное с высокой жесткостью скелета;
- Качество карбонатного коллектора не всегда обусловлено высокой пористостью. На проницаемость и фильтрацию флюида в коллекторе влияет наличие трещин.

Совместное использование скоростей продольных и поперечных волн здесь не так эффективно, как для терригенных пород. Коэффициент Пуассона, как правило, меняется незначительно.

После определения модуля сжатия, плотности и интервального времени пробега продольной волны в нефти и воде данные параметры были также рассчитаны для смеси флюидов с учетом фактической нефтенасыщенности пластов на основании однородной модели смешения, в которой эффективный модуль сжатия оценивается на основании среднего Ройсса:

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_1}{K_1} + \dots + \frac{S_i}{K_i} \quad (3)$$

где K_{fl} – модуль сжатия смеси флюидов; K_i – модуль сжатия i -го компонента смеси; S_i – насыщение i -ым компонентом.

На основании полученной в результате интерпретации объемной минеральной модели вычислены плотность, скорость продольной и поперечной волны, коэффициент Пуассона, модули сжатия и сдвига, а также верхняя граница Войта и нижняя граница Ройсса для смеси минералов.

Полученные параметры использованы для моделирования упругих свойств насыщенной горной породы на основании дифференциальной эффективной модели (ДЭМ) с учетом различных аспектных отношений порового пространства для артинских и ассель-сакмарских отложений. Критерием достоверности выполненных построений являлось соответствие смоделированных кривых интервального времени пробега продольной и поперечной волны и плотности с фактическими данными, полученными в результате геофизических исследований в открытом стволе скважин (рис. 7). Полученная разница между зарегистрированными и смоделированными геофизическими кривыми, как правило, не превышает 5 % и может быть связана с качеством исходных данных.

Построенная петроупругая модель позволяет не только смоделировать влияние изменения емкостных свойств на упругие параметры, но и спрогнозировать влияние смены типа насыщения коллекторов на упругие параметры, и, как следствие, на сейсмический отклик на основании теории Гассмана (Batzele, Wang, 1992):

$$\frac{K_{sat}}{K_0 - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{phi \cdot (K_0 - K_{fl})} \quad (4)$$

где K_{dry} – модуль сжатия сухой породы; K_{sat} – модуль сжатия насыщенной породы; K_0 – модуль сжатия смеси минералов, слагающих породу; K_{fl} – модуль сжатия смеси флюидов; phi – пористость.

В целях определения упругих характеристик в поле которых возможно разделение на коллектор/неколлектор

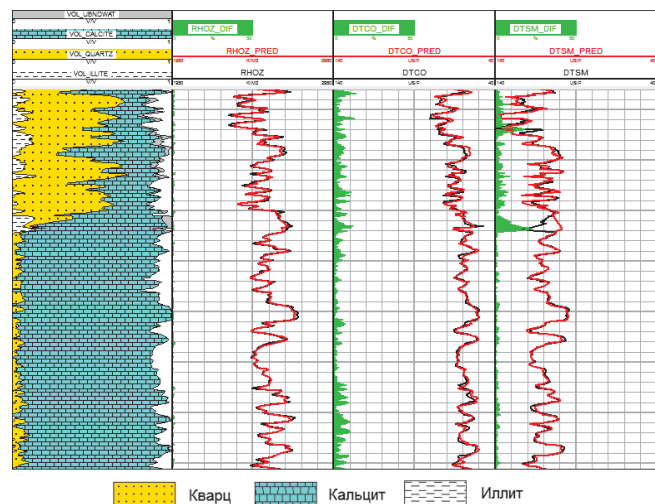


Рис. 7. Сравнение зарегистрированных и смоделированных значений объемной плотности, времени пробега продольной и поперечной волны. Черным цветом обозначены зарегистрированные кривые, красным – смоделированные кривые, зеленым – разница в процентах.

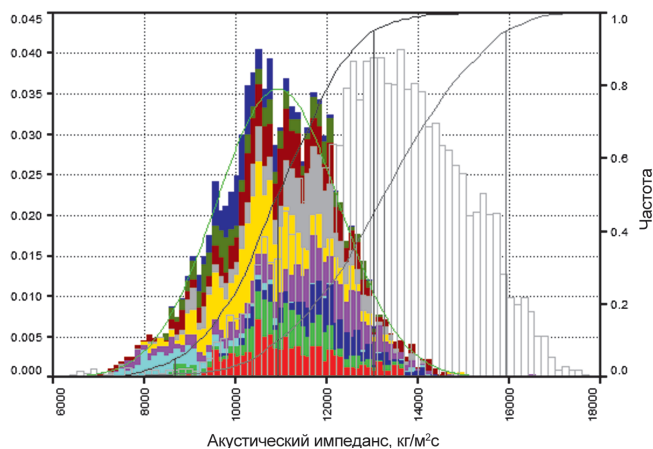


Рис. 8. Разделение на коллектор/неколлектор по акустическому импедансу. Цветная заливка – коллектор (цветом обозначены различные скважины), прозрачная заливка – неколлектор.

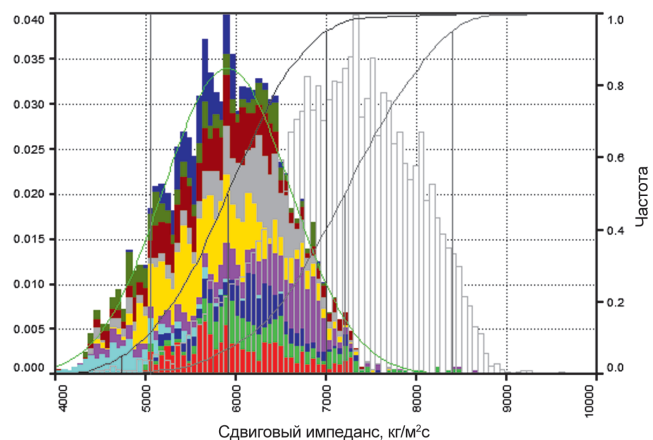


Рис. 9. Разделение на коллектор/неколлектор по сдвиговому импедансу. Цветная заливка – коллектор (цветом обозначены различные скважины), прозрачная заливка – неколлектор.

или по типу насыщения, построены кросс-плоты и гистограммы распределения.

В результате исследований подтверждено разделение на коллектор/неколлектор по акустическому и сдвиговому импедансу в масштабе петрофизических данных (рис. 8–9).

Установлена связь акустического и сдвигового импеданса с пористостью. Вид связи носит линейный характер и зависит от типа флюида, насыщающего поровое пространство (рис. 10).

Фактическими данными и результатами моделирования подтверждено незначительное разделение упругих параметров по типу насыщения (рис. 11–12), что не позволяет определить граничные значения параметров для определения типа насыщения по сейсмическим данным.

Из рисунка 11 видно, что изменение типа насыщения с воды на нефть приводит к закономерному уменьшению объемной плотности и скорости пробега продольной волны. При этом скорость пробега поперечной волны практически не изменяется, что подтверждается физическими основами метода.

Кроме того, в целях исследования влияния литологического состава на упругие характеристики отложений построены зависимости между объемным содержанием

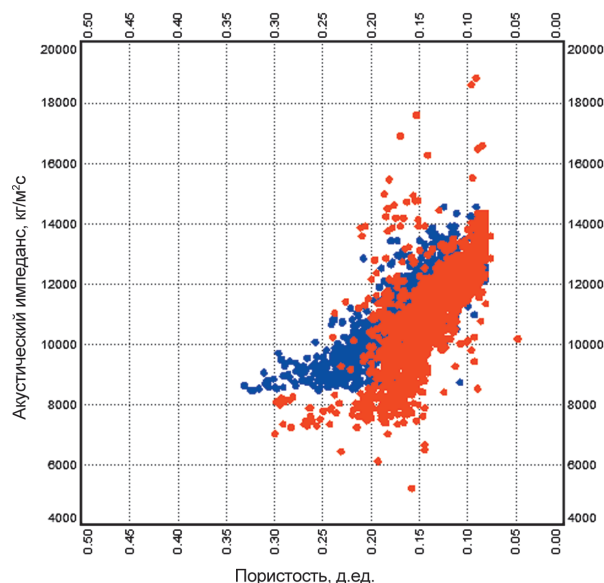


Рис. 10. Зависимость акустического импеданса от пористости для нефтенасыщенных и водонасыщенных коллекторов. Синий цвет – водонасыщенные коллекторы, красный – нефтенасыщенные коллекторы.

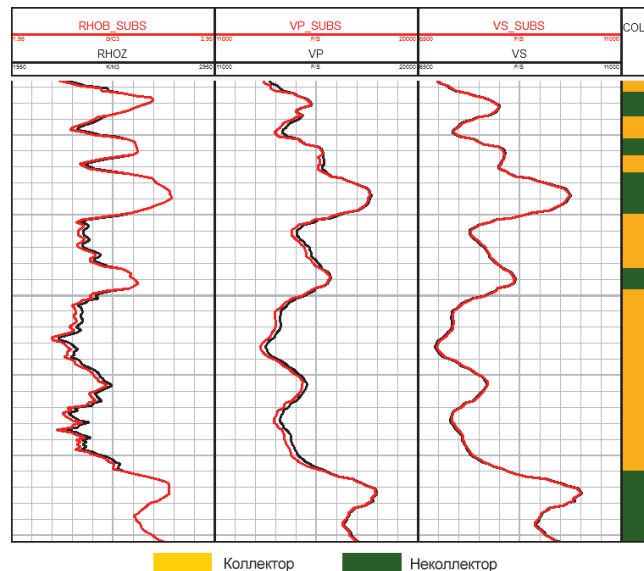


Рис. 11. Пример моделирования изменения типа насыщения с воды на нефть в коллекторах одной из скважин. Черным цветом обозначены кривые, записанные в водонасыщенной части пласта, красным – после моделирования замещения воды на нефть, RHOZ – объемная плотность, VP – скорость продольной волны, VS – скорость поперечной волны, желтая заливка – интервалы коллекторов, зеленая заливка – плотные разности.

кальцита в скелете породы и показаниями плотности, интервального времени пробега продольной и поперечной волны.

На основании фактических данных подтверждена линейная связь между объемным содержанием кальцита, иллита и кварца в породе и объемной плотностью в артинских и ассель-сакмарских отложениях.

Связь литологического состава с интервальным временем пробега продольной и поперечной волны носит различный характер для артинских и ассель-сакмарских отложений, что проиллюстрировано на рис. 13.

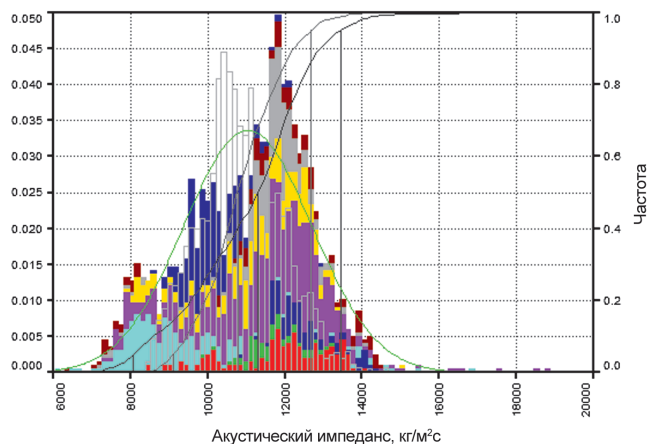


Рис. 12. Разделение акустического импеданса по характеру насыщения. Цветная заливка – водонасыщенные коллекторы (цветом обозначены различные скважины), прозрачная заливка – нефтенасыщенные коллекторы

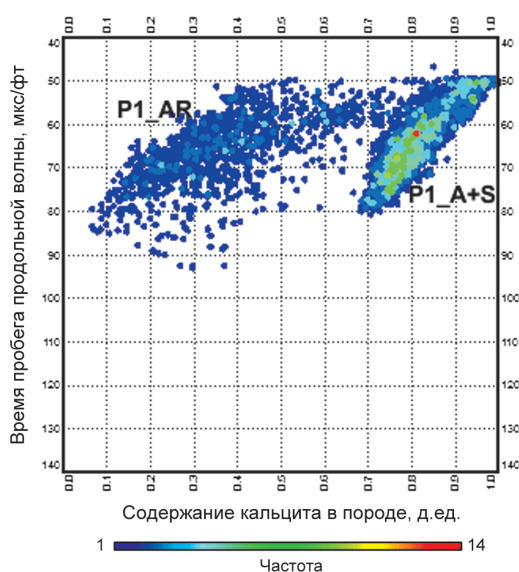


Рис. 13. Зависимость интервального времени пробега продольной волны от объемного содержания кальцита в породе

Результаты моделирования отклика каротажных кривых в зависимости от различного соотношения кальцита и кварца в породе подтверждают предположение о том, что различные зависимости между интервальным временем пробега поперечной волны и содержанием кальцита в скелете породы могут быть объяснены не только нелинейностью петрофизической связи, но и влиянием глин и кальцитового цемента в составе артинских отложений на скорость пробега продольной и поперечной волны.

Данный вывод подтверждает необходимость использования как минимум 3-х различных минералов (кварц, иллит, кальцит) при построении объемной петрофизической и петроупругой модели, а также необходимость использования различных аспектных отношений порового пространства для артинских и ассель-сакмарских отложений в связи с различной геометрией поровых каналов и свойствами межгранулярного цемента.

Заключение

На основании построения петроупругой модели пермских отложений Харьгинского месторождения

установлена возможность разделения на коллектор/неколлектор по акустическому и сдвиговому импедансу, а также применимость AVO/AVA инверсии (Amplitude Versus Angle/Offset – анализ зависимости амплитуды отражения от удаления/угла падения) в целях оценки пористости в межскважинном пространстве.

Кроме того, установлено отсутствие разделения по характеру насыщения, что может быть связано с близкими физическими свойствами воды и нефти (плотность, интервальное время пробега), а также с высокой жесткостью карбонатного скелета породы, что нивелирует влияние насыщающего флюида.

Данные результаты коррелируются с выводами специалистов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, полученными в результате изучения карбонатных отложений девонской системы Западно-Хоседаюского месторождения (Создание методики петроупругого моделирования для прогноза литологии и коллекторских свойств карбонатных отложений..., 2018).

В связи с тем, что конечной целью создания методики петроупругого моделирования является прогноз литологии и коллекторских свойств пермских карбонатных отложений Харьгинского месторождения, основным критерием эффективности проведенного петроупругого моделирования будет являться соответствие прогнозных данных фактическим. В качестве фактических данных может выступать как информация по новым скважинам, так и данные по скважинам, не участвующим в моделировании (контрольным).

Кроме того, полученные кубы и карты распределения литологии и петрофизических свойств должны соответствовать принятой геологической концепции. В частности, в случае рифогенных комплексов латеральное распределение фации рифов должно иметь вполне определенную форму в зависимости от типа генезиса рифовых построек.

Таким образом, можно заключить, что полученные результаты дают предпосылки для использования результатов инверсии сейсмических данных в целях прогноза распределения коллекторов по площади Харьгинского месторождения и оценки их пористости.

Проведение инверсии и оценка полученных результатов является следующим этапом работы по прогнозу латерального распространения коллекторов и оценке их фильтрационно-емкостных свойств.

Литература

Пересчет геологических запасов нефти, растворенного газа и сопутствующих компонентов Харьгинского нефтяного месторождения (2017). Москва: АО «ВНИИнефть».

Петерилье В.И. (2003). Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь, 259 с.

Создание методики петроупругого моделирования для прогноза литологии и коллекторских свойств карбонатных отложений Западно-Хоседаюского месторождения (2018). Москва: РГУ им. И.М. Губкина.

Соколова Т.Ф., Поправко А.А. (2012). Проблемы моделирования упругих свойств пород по данным геофизических исследований скважин для целей сейсмической инверсии. Сборник научных трудов УкрГПРИ 4, с. 139-157.

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

Gardner G.H.F. (1974). Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39, pp. 770-780. <https://doi.org/10.1190/1.1440465>

Сведения об авторе

Сергей Игоревич Гусев – руководитель направления
управления по геологии и лицензирования
ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»
Россия, 115054, Москва, Павелецкая площадь, 2, стр. 3
E-mail: segusev@nestro.ru

Статья поступила в редакцию 12.11.2019;
Принята к публикации 02.07.2020;
Опубликована 30.09.2020

IN ENGLISH

Petro-elastic modeling deliverables for the Kharyaga Permian carbonate deposits*S.I. Gusev*

ZARUBEZHNEFT-Dobycha Kharyaga LLC, Moscow, Russian Federation
E-mail: segusev@nestro.ru

Abstract. The purpose of this study is petro-elastic modeling of the Permian deposits occurring in the Kharyaga field, which is located in the Nenets Autonomous District of the Arkhangelsk Region and is confined to the Timan-Pechora Oil and Gas Province. The formations concerned are represented by the Artinskian and Asselian-Sakmarian deposits, which are mainly composed of carbonate sediments admixed with terrigenous material. At the first stage of the petro-elastic modeling, the initial data quality is evaluated, candidate wells are selected, logging curves for the target formation intervals are adjusted and normalized. After that, a comprehensive interpretation of the well logging data is carried out; reservoirs are identified; porosity and oil saturation are evaluated. At the next stage, a petro-elastic model is built, and analysis is carried out in order to understand whether or not reservoirs can be identified and to evaluate a saturation type within the range of elastic parameters. In such case, the elastic model is selected as a function of sedimentation and diagenetic processes, saturating fluid content, etc. As a result of the modeling process, reservoir/non-reservoir zoning was identified based on acoustic and shear impedance; a relationship between the acoustic impedance and porosity was also established. No correlation between the elastic parameters and the saturation type has been established, which may be attributable to hardness of the carbonate matrix and similar elastic properties of oil and water.

Keywords: petro-elastic modeling, well logging, porosity, acoustic impedance, shear impedance, oil saturation, carbonate reservoirs

Recommended citation: Gusev S.I. (2020). Petro-elastic modeling deliverables for the Kharyaga Permian carbonate deposits. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 62–68. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.62-68>

References

- Batzle M, Wang Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57, pp. 1396-1408. <https://doi.org/10.1190/1.1443207>
- Development of a petro-elastic modeling technique for predicting the lithology and reservoir properties of carbonate deposits of the West Khosedayu deposit. (2018). Moscow: Gubkin Russian State University of oil and gas.
- Estimation of geological reserves of oil, dissolved gas and associated components of the Kharyaga oil field. (2017). Moscow: VNIIneft.
- Gardner G.H.F. (1974). Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39, pp. 770-780. <https://doi.org/10.1190/1.1440465>
- Petersilie V.I. (2003). Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method. Moscow-Tver, 259 p.
- Sokolova T.F., Popravko A.A. (2012). Problems of modeling the elastic properties of rocks according to geophysical research of wells for seismic inversion. *Collected papers UkrGRI*, 4, pp. 139-157.

About the Author

Sergey I. Gusev – Head of Well Logging Section
ZARUBEZHNEFT-Dobycha Kharyaga LLC
3 Paveletskaya square, build. 2, Moscow, 115054, Russian Federation

Manuscript received 12 November 2020;
Accepted 2 July 2020;
Published 30 September 2020