

## ПОДХОД ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ТЕРРИГЕННЫХ БИТУМОНАСЫЩЕННЫХ ПЕСЧАНИКОВ

**Ячменёва Екатерина Анатольевна<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ФГАОУ ВО "Казанский (Приволжский) федеральный университет"

На сегодняшний день битумные залежи представляют большой интерес во всем мире. Многообразие геологических и литологических характеристик присущее таким залежам диктует для каждой индивидуальный подход к её изучению.

На территории Республики Татарстан свыше 450 залежей и проявлений свехвысоковязких нефтей, которые в различной степени вовлечены в добычу с применением различных методов разработки [Хисамов и др., 2007]. В связи с этим вопросы по изучению свойств пластов коллекторов, связанных не только с физическими параметрами, определяющими фильтрационно-емкостные свойства, но и с реакцией на условия эксплуатации являются актуальными.

Петроупругое моделирование опирается на эмпирические зависимости и теоретические уравнения, объединяет петрофизические данные и геофизические исследования скважин с целью расчета плотности, скорости продольной и поперечной волны. На основе модели упругих свойств можно решать различные геолого-геофизические задачи: прогнозировать коллекторские свойства, изучать литологические особенности коллектора и структуру емкостного пространства, проводить оценку флюидонасыщения и др. Важным для исследователя является из многообразия существующих петроупругих моделей подобрать наиболее близко физико-математически описывающую объект исследования.

Результаты, представленные в работе, были получены для залежи сверхвысоковязкой тяжелой нефти (СВВН) географически расположенной на юго-востоке Республики Татарстан. Тектонически залежь приурочена к западному склону Южно-Татарского свода. Продуктивными являются отложения песчаной пачки уфимского яруса. Покрышкой для продуктивных отложений служит пачка «лингуловых глин». Ограничивает песчаную продуктивную пачку с подошвенной части песчано-глинистая пачка.

Существует множество моделей, позволяющих провести слияние компонентов породы (скелета, порового пространства, насыщенного флюидом, цемента) для получения упругих характеристик породы [Mavko, 2020]. Основополагающим уравнением для петроупругого моделирования является уравнение Gassmann [Gassmann, 1951]. По результатам изучения теоретических моделей и их применимости для различных геологических объектов было принято решение рассмотреть две наиболее подходящие к объекту исследования Ciz and Shapiro [Ciz, Shapiro, 2007] и Jason Self-Consistent. Первая модель, позволяет расширить модель Гассмана для случаев, когда материал, заполняющий поры имеет конечный модуль сдвига (например, тяжелые нефти). Вторая модель применима для высокопористых коллекторов. Следует помнить и о том, что каждая из моделей имеет и свои ограничения.

Важным моментом для проведения петроупругого моделирования является петрофизическое обоснование модели, которое будет лежать в основе методического подхода по определению упругих параметров залежи. На рис. 1 представлена схема реализации петроупругого моделирования с выделенными блоками данных, которыми необходимо обладать для реализации моделирования упругих свойств геологического объекта. Данные о температуре и давлении пласта (рис.1. блок 1) необходимы для расчетов объемного модуля

пластовой воды и нефти, насыщающих поровое пространство, что непосредственно будет связано с пористостью и насыщением изучаемого пласта (рис.1, блок 2,3). Расчет пористости и насыщения проводился по известным зависимостям [Степанов, 2016]. Для определения минерального состава пород и изучения особенностей пласта коллектора проводились разномасштабные исследования керн, описанные в работах [Yachmeneva 2019, 2020].

При проведении упругого моделирования важным является создание объемной модели породы, которая отражает объемное содержание каждого компонента участвующего в моделировании. Решение этой задачи осуществляется путем статистической обработки геофизических исследований скважин с использованием результатов петрофизических данных для определения опорных значений в расчетах [Mitchell, 1991]. По результатам петрофизических исследований и предварительных оценок модели было принято решение, что в минеральный состав объемной модели войдут: песчаник, глина, карбонатная составляющая.



Рисунок 1. Схематическое представление реализованного подхода петроупругого моделирования: 1 – блок термобарических характеристик пласта; 2 – блок значений пористости и глинистости; 3 – блок характеристик флюида заполняющего поровое пространство; 4 – блок свойств минералов входящих в состав матрицы породы; 5 – блок результатов петроупругого моделирования.

Представленные в блоках 1-4 входные параметры петроупругой модели, полученные по результатам исследований кернового материала, обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин и зависимости, полученные ранее по данной залежи, легли в основу расчетов по модели Ciz and Shapiro и Jason Self-Consistent [Ячменёва и др., 2021]. Таким образом, в нашем исследовании блок 5 имел два пути решения. В первом случае, полученные результаты при сопоставлении со скважинными данными по кривым скорости продольной и поперечной волны не показали хороших результатов, что, возможно, связано с ограничением модели Ciz and Shapiro основанной на определенном контрасте

упругих параметров матрицы твердых включений, к которым здесь также относится битум. При проведении расчетов по модели Jason Self-Consistent удалось получить результаты сопоставимые с данными акустического каротажа. По продольной и поперечной волне ошибка не превышает 20 %; углеводород в данном случае выступал, как и вода, порозаполнителем.

Основной целью моделирования упругих свойств является возможность прогноза литологических особенностей и насыщения на основе анализа динамических упругих характеристик. Модельные кривые плотности, скорости продольной и поперечной волн могут быть использованы для обоснования способа инверсионного преобразования сейсмических данных – сейсмической инверсии. Таким образом, становится возможным обоснование коллекторских свойств и характеристик пласта в межскважинном пространстве, основанное на упругих параметрах изучаемого разреза. Следует отметить, что объект исследования разрабатывается методом парогравитационного дренажа, и контроль за выработкой запасов и распространением тепловой камеры осуществляется, в том числе, и геофизическими методами. Одной из сторон положительного применения петроупругого моделирования данного объекта исследования может служить решение прямой задачи и воссоздание замеров акустического и гамма-гамма плотностного каротажа для создания объемных моделей месторождения с использованием инверсии волнового поля.

### Список литературы

1. Степанов Н.Ю. Привязка результатов ГИС к керну, новые петрофизические зависимости на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана / Н.Ю. Степанов, В.А. Харламов // Геофорум. - 2016. - №1. - С.17-23.
2. Хисамов Р.С. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, И.Е. Шаргородский [и др.]. – Казань: «Фэн» Акад. наук РТ, 2007. – 295 с.
3. Ячменёва Е.А., Хасанов Д.И., Грунис Е.Г. Моделирование упругих свойств битумонасыщенного песчаника отложений уфимского яруса пермской системы // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. – 2021. – Т. 163, кн. 3. – С. 477–489. – doi: 10.26907/2542-064X.2021.3.477-489.
4. Ciz R. Generalization of Gassmann equations for porous media saturated with a solid material / R. Ciz, S.A. Shapiro // Geophysics. – 2007. – Vol. 72, № 6. – P. A75–A79.
5. Gassmann F. Elasticity of porous media / F. Gassmann // Vierteljahrsschrder Naturforschenden Gessellschaft. – 1951. – Vol. 96. – P. 1–23.
6. Mavko G. The rock physics handbook / G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin. – 3rd ed. – Cambridge University Press, 2020. – 756 p.
7. Mitchell W.K. Statistical log analysis made practical / W.K. Mitchell, R.J. Nelson // World Oil. – 1991. – Vol. 212, № 6. – P. 115–119.
8. Yachmeneva E. The features of mineral composition of the rocks formed a geological section of Nizhne-Karmalskoye superviscous oil deposit / Yachmeneva E., Kosarev V.E., Khassanov D.I., Eskina G.M. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2019. - Volume 19. Issue 1.1. – P. 601-608.
9. Yachmeneva E. A., Khassanov D. I. Granulometry and factor analysis in studying inhomogeneity of a terrigenous reservoir // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – 2020. – Том 2020-August. Выпуск 1.1. – С.125-130. - DOI: 10.5593/sgem2020/1.2/s06.098.