

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 550.8.05

doi: 10.26907/2542-064X.2021.3.477-489

МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРУГИХ СВОЙСТВ БИТУМОНАСЫЩЕННОГО ПЕСЧАНИКА ОТЛОЖЕНИЙ УФИМСКОГО ЯРУСА ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ

Е.А. Ячменёва¹, Д.И. Хасанов¹, Е.Г. Грунис²

¹*Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, 480008, Россия*

²*Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
г. Казань, 420021, Россия*

Аннотация

Статья посвящена моделированию упругих свойств пород на основе геофизических исследований скважин и данных керновых исследований. Объектом исследования является пласт битумонасыщенного песчаника отложений уфимского яруса пермской системы. Актуальность исследования определяется тем, что именно упругие свойства являются связующим звеном между параметрами геологической модели и амплитудами волнового поля. Возможности моделирования упругих свойств позволяют снизить неоднозначность в прогнозах по сейсмическим данным, что является актуальной задачей для изучаемых отложений. Пласт-коллектор представлен битумонасыщенным песчаником, разработка которого ведется методом парогравитационного дренажа (SAGD). Контроль за разработкой залежи осуществляется сейсмическими и электрическими методами. Таким образом, оценка упругих параметров пласта по геофизическим данным и их моделирование позволяют расширить возможности интерпретации и учета априорной геолого-геофизической информации. В статье представлены результаты определения минералогического состава пород методом рентгенофазового анализа. Привлечение данных исследований керна позволило провести оценку результатов настройки объемной литологической модели. Важность корректной настройки литологической модели заключается в возможностях оценки изменчивости характеристик пласта по его мощности, что в дальнейшем может дать более качественный прогноз его коллекторских и упругих свойств. Показаны результаты моделирования упругих параметров, проведена оценка точности получаемых результатов.

Ключевые слова: упругие свойства пород, рентгенофазовый анализ, битумонасыщенный песчаник, геофизические исследования скважин, моделирование упругих свойств

Введение

Результаты моделирования упругих свойств коллекторов, насыщенных тяжелой нефтью, представлены в ряде статей зарубежных авторов [1–3]. В этих работах задача моделирования упругих свойств решается различными известными подходами и собственными авторскими экспериментальными решениями. По результатам анализа работ зарубежных авторов можно сделать главный вывод – для моделирования упругих свойств необходимо учитывать индивидуальные особенности исследуемого объекта и выбирать модель, наиболее четко и полно описывающую его петрофизические и литологические особенности.

Целью настоящей работы является подбор петроупругой модели для расчета акустических параметров терригенного битумонасыщенного коллектора и определения влияния петрофизических характеристик на результаты интерпретации данных промысловой геофизики.

1. Объект исследования

Объект исследований (Нижне-Кармальская залежь) приурочен к западному склону Южно-Татарского свода, современная структура которого окончательно сформировалась в течение альпийского цикла тектогенеза. Геологические границы свода проходят по региональным разломам фундамента, с которыми связано формирование протерозойских впадин [4]. Само строение свода в части основных скоплений отложений сверхвязких нефтей (СВН) в пермских отложениях представляет собой валы, террасы, валообразные зоны и валообразные структуры субмеридиального, субширотного, северо-восточного и северо-западного простираний. Нижне-Кармальская залежь гипсометрически располагается ориентировочно на абсолютных отметках кровли уфимского яруса (± 25 м). Залегаet ниже современно-го базиса эрозии и достаточно надежно перекрывается пачкой «лингуловых глин».

Основные запасы СВН приурочены к шешминскому горизонту уфимского яруса. В горизонте выделяются нижняя – песчано-глинистая и верхняя – песчаная пачки [5]. Общая мощность уфимского яруса на территории Татарстана изменяется от 0 до 75 м. Промышленный интерес представляет верхняя песчаная пачка, мощность которой варьирует от 0 до 42 м.

Верхняя пачка сложена слабосцементированными и рыхлыми, мелко- и среднезернистыми песками и песчаниками разной степени сцементированности и известковистости, в которых обломочные зерна в основном скрепляются высоковязкой нефтью. К этим пескам и песчаникам с высокими фильтрационно-емкостными свойствами приурочен продуктивный интервал Нижне-Кармальской залежи.

2. Интерпретация геофизических методов исследования скважин

По результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и петрофизических исследований отмечается, что нефтенасыщенные песчаники уфимского яруса обладают рядом особенностей. Пористость песчаников достигает 30% (большую пористость определить на стандартных образцах керна не представлялось возможным ввиду неконсолидированного выноса керновых образцов). Глинистость изменяется от 2% до 12%. Минерализация пластовых вод от 2 г/л и более. Плотность нефти 0.95 г/см³ [6].

Нефтенасыщенные песчаники уфимского яруса выделяются на диаграммах комплекса ГИС однозначно. Песчаная пачка $P_2u_2^2$ залегаet непосредственно под «лингуловыми глинами» казанского яруса. Нефтенасыщенные песчаники данной пачки характеризуются резким снижением показаний гамма-каротажа (ГК) до 3–4.5 γ (в «лингуловых глинах» показания ГК 6–9 γ). Увеличение удельного электрического сопротивления на диаграммах всех методов электрометрии (боковой каротаж, индукционный каротаж) характерно в нефтенасыщенных отложениях уфимского яруса и находится в пределах от 30 до 250 Ом·м. Для «лингуловых глин» значения сопротивления изменяется от 16 до 20 Ом·м.

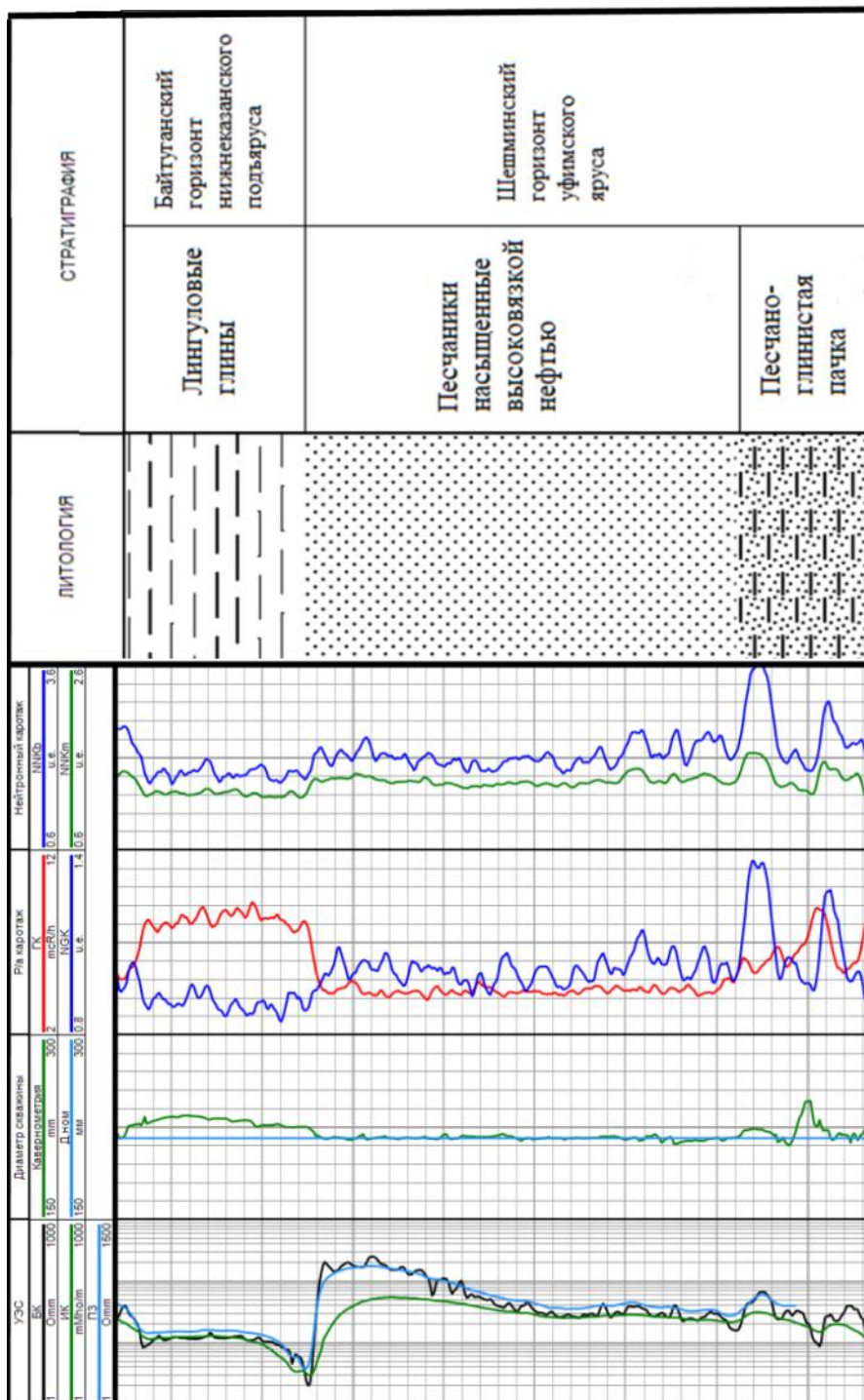


Рис. 1. Схематический литолого-стратиграфический разрез Нижне-Кармальной залежи на примере одной из скважин

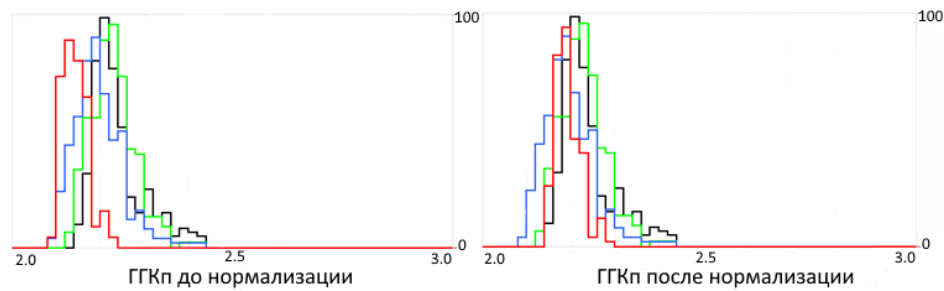


Рис. 2. Гистограммы распределения значений ГГКп до и после нормализации. Цвет кривых отображает значения данных в опорном пласте для каждой рассматриваемой скважины

Характерной особенностью для данного коллектора является образование каверн в некоторых случаях, что связано с высокой пористостью и неконсолидированностью песчаника в некоторых участках песчаной пачки.

Основными реперами, четко выделяемыми по данным ГИС, для уфимских отложений являются «среднеспириферовый известняк» и «лингуловые глины».

На рис. 1 представлен геологический разрез изучаемой залежи по данным ГИС на примере одной из скважин.

Для выполнения задач по моделированию упругих свойств особое внимание необходимо уделить каротажным данным акустического (АК) и плотностного каротажа (плотностной гамма-гамма-каротаж – ГГКп). Перед началом моделирования для указанных методов необходимо выполнить процедуру нормализации и коррекции данных, учесть влияние скважинных условий и процесса регистрации данных, восполнить отсутствующие данные. На примере данных ГГКп приведена нормализация данных по опорному пласту. На рис. 2 представлен пример нормализации данных для некоторых скважин. В качестве опорной была выбрана скважина с данными керновых исследований по определению плотности. Такая процедура проводилась и для акустического каротажа. Восстановление данных акустического каротажа в интервалах отсутствия записи, в большей части это первые 50 м от устья, проводилось по синтетическим кривым, построенным по зависимостям АК совместно с данными других каротажей.

3. Определение объемного содержания компонентов породы

3.1. Петрофизические исследования. На 250 обр. керна определены значения пористости и плотности в коллекторе. Гранулометрический состав и значения общей карбонатности установлены согласно методике, описанной в [7]. На 50 обр. из четырех скважин проведен рентгенофазовый анализ (РФА), результаты которого позволили оценить содержание компонент в исследуемых отложениях. Образцы растирали в порошок до консистенции пудры, после чего исследовали их минералогический состав на дифрактометре D2 Phaser (Bruker, Германия). Интерпретацию полученных дифрактограмм выполняли с использованием картотеки ASTM (American Society for Testing and Materials, Американское общество испытания материалов).

Табл. 1

Минеральные компоненты для моделирования

Компоненты	Песок			Карбо- натная порода		Глина			Другие (не включены в модель)		
Минерал (РФА)	Кварц	Альбит	Микроклин	Кальцит	Доломит	Смешано- слойная фаза	Слюда	Клинохлор	Пирит	Анальцит	Гипс
Среднее содержание, %	29.4	31.4	8.3	60.6	7.2	9.5	16.0	6.8	< 1	5.0	< 1

Для построения объемной литологической модели было принято решение сгруппировать минеральные компоненты, полученные по результатам РФА. Группирование проводилось на основе физических свойств минералов и возможностей геофизических методов по их идентификации. Были выделены также компоненты, которые не включались в модель в связи с их незначительным количеством и редкой встречаемостью в образцах по результатам РФА.

В табл. 1 представлен полученный компонентный состав по результатам лабораторных исследований методом РФА, их группирование для статистического моделирования объемной литологической модели.

3.2. Построение объемной модели. Модель породы состоит из двух компонентов: твердой и жидкой составляющих. По результатам петрофизических исследований твердая компонента породы представляет собой сочетание песчаной, карбонатной и глинистой фракций. Жидкая фаза, заполняющая поровое пространство, представлена смесью воды и углеводородов.

Для оценки объемного содержания минеральных компонент применялся метод статистического моделирования на основе данных каротажа. В основе применяемого метода [8] лежит решение системы линейных уравнений

$$f_i = \sum_{j=1}^m e_{ij} V_j, \quad i = 1, \dots, n, \quad (1)$$

где f_i – показания метода каротажа, линейно связанные с объемным содержанием каждой слагающей его компоненты, e_{ij} – теоретическое значение параметра i для минерала j , V_j – объемное содержание минерала j , m – количество объемных компонент в расчете.

Решение обратной задачи при использовании метода статистического моделирования основано на задании границ неопределенности для каждого искомого компонента. Объемное содержание компонента породы может иметь различное значение при решении системы уравнений. Для определения оптимального решения используется отклонение (Δ) между зарегистрированными данными каротажа и теоретическими значениями. Для определения этого отклонения используется следующее уравнение [9]:

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(m_i - f_i)^2}{\tau_i^2 + \delta_i^2}}, \quad (2)$$

где n – количество компонент породы, m_i – измеренные значения геофизического параметра i , f_i – рассчитанные значения параметра i , δ_i – отклонение, характеризующее неопределенность значений геофизического параметра i -го компонента породы.

Настройка статистической модели осуществляется с использованием априорной информации. В настоящей работе рентгенофазовые исследования керна, данные о пористости и плотности образцов пород были использованы для настройки модели и оценки результатов решения обратной задачи по определению объемной литологической модели пласта. На рис. 3 приведен пример результирующей объемной литологической модели по одной из скважин и сравнение результатов с данными керна.

4. Моделирование упругих свойств и обсуждение результатов

Решение задачи по моделированию упругих свойств пород основывается на объемной модели пласта, которая предоставляет собой совокупность коллекторских свойств (пористость, насыщение) и содержания компонентов различной литологии. Таким образом, базируясь на результатах созданной объемной модели по данным ГИС, с проведением оценки качества по керновым данным, можно приступать к моделированию акустических и плотностных свойств изучаемого объекта. Процесс моделирования основан на последовательном решении следующих задач: моделирование объемной плотности, моделирование скорости поперечной волны, моделирование скорости продольной волны.

На сегодняшний день существует большое количество моделей, позволяющих провести расчеты теоретических значений упругих параметров среды. Модели представляют собой многомерные зависимости между упругими модулями, плотностью, минеральными компонентами, насыщением, геометрией порового пространства и характером взаимосвязи зерен минералогических компонентов между собой, а также термобарическими условиями. Большое количество моделей и их описание представлено в работе [10]. Развитие теоретических моделей от простых к более сложным обусловлено индивидуальностью объектов исследования. Таким образом, встает задача подобрать из существующих такую модель, которая позволит наиболее полно представить изучаемую породу и учесть ее характеристики. Для решения задачи моделирования упругих параметров продуктивного горизонта и вышележащих пластов была выбрана модель Self-Consistent (самосогласованная модель). Эта модель позволяет представить эффективную среду как совокупность всех компонентов с учетом их аспектных соотношений и учетом насыщения по уравнению Гассмана [11]. Результатом моделирования является расчет таких упругих характеристик, как скорость продольной волны (V_p), скорость поперечной волны (V_s) и плотность (ρ). Определение скоростей производится из расчетов объемного модуля (K) и модуля сдвига (μ).

Анализ связей упругих параметров и литологии позволяет выявить взаимосвязи между петрофизическими особенностями изучаемого объекта и сейсмическими параметрами. Полученные взаимосвязи представляют основу для интерпретации и прогноза коллекторов. Оценка результатов сопоставления упругих параметров и характеристик основана на построении серии графиков с последующим

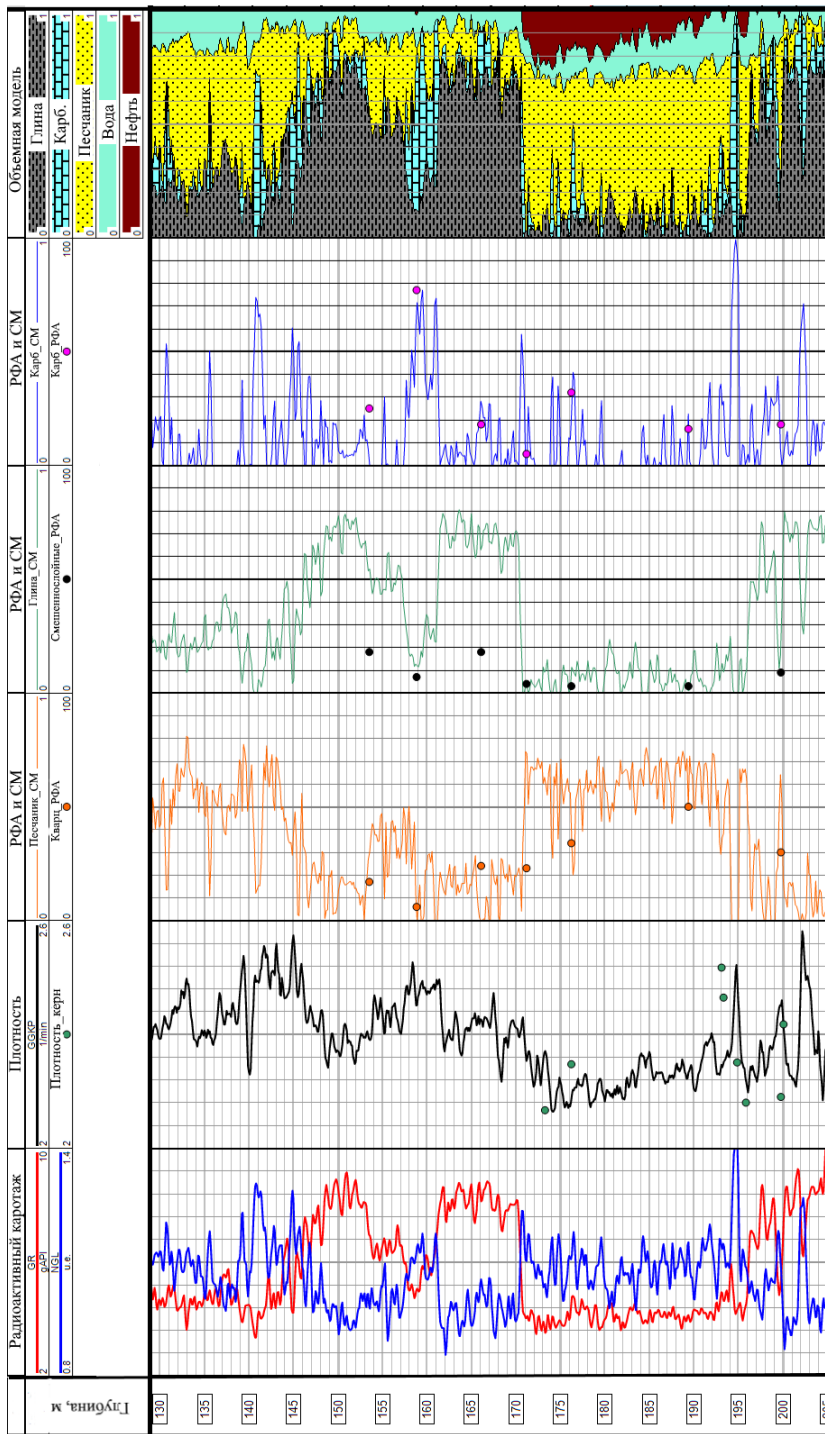


Рис. 3. Сравнение результатов статистического метода построения объемной модели с данными RFA на примере одной из скважин

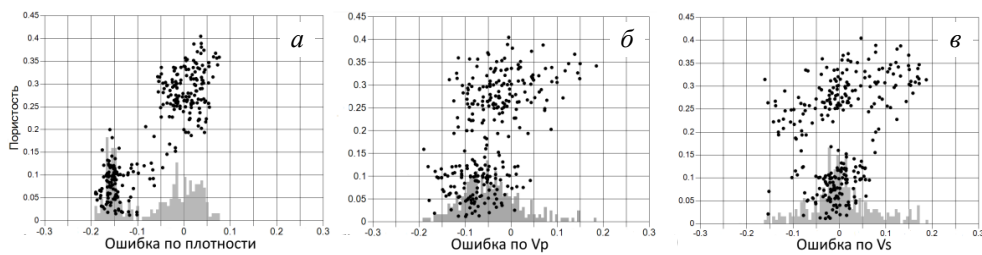


Рис. 4. Оценка ошибки модельных кривых в сравнении с каротажными данными: а) ошибка по плотности; б) ошибка по продольной волне; в) ошибка по поперечной волне

их анализом. Для оценки ошибки моделирования производится расчет, позволяющий определить отклонение измеренного результата от каротажных данных. Расчет ошибки проводится по формуле

$$\text{Еггор} = \frac{2(a - b)}{a + b}, \quad (3)$$

где a – показания измеренных кривых, b – значения смоделированных кривых.

Гистограммы распределения невязок по трем смоделированным параметрам представлены на рис. 4.

Невязка не должна превышать ± 0.2 (согласно методическим рекомендациям используемого программного пакета PowerLog с подключением модуля RPM). Ошибка оценивалась по всему интервалу моделирования, включая вышележащие породы («лингуловые» глины и пласт «сфериферового» известняка) и пласт коллектор (битумонасыщенный песчаник). При анализе графиков по оценке ошибки результатов моделирования отмечается, что для исследуемого разреза, представленного тремя литотипами: глина, известняк, песчаник, используемая модель Self-Consistent позволяет получить результаты моделирования упругих свойств, не превышающих пределов допустимой погрешности.

На рис. 5 представлены результаты моделирования упругих свойств в сравнении с каротажными данными. На первом треке – колонка глубин, на втором – скорость продольной волны, на третьем – скорость поперечной волны, на четвертом – плотность, на пятом – объемная модель породы. Черным цветом выделены кривые, зарегистрированные при геофизических исследованиях. Красным цветом выделены кривые, полученные в результате моделирования.

Применение результатов моделирования упругих свойств основывается на выявлении их взаимосвязи с петрофизическими и литологическими параметрами. С этой целью, например, строятся графики зависимостей $V_p/V_s - AI$, $V_p/V_s - SI$, где AI – акустический импеданс, SI – сдвиговый импеданс. По результатам сопоставления указанных упругих (рис. 6) параметров прослеживается четкое разделение на литотипы: песчаник, глина, известняк. В ходе работ была отмечена зональность пласта коллектора [7], которая позволяет разделить пласт песчаника на три зоны и выявить наиболее перспективную. В поле акустического импеданса выделение зон становится достаточно четким. Анализ данного сопоставления позволяет четко выделить наиболее продуктивную часть пласта коллектора (зона 2) по значениям акустического импеданса в пределах (5700–

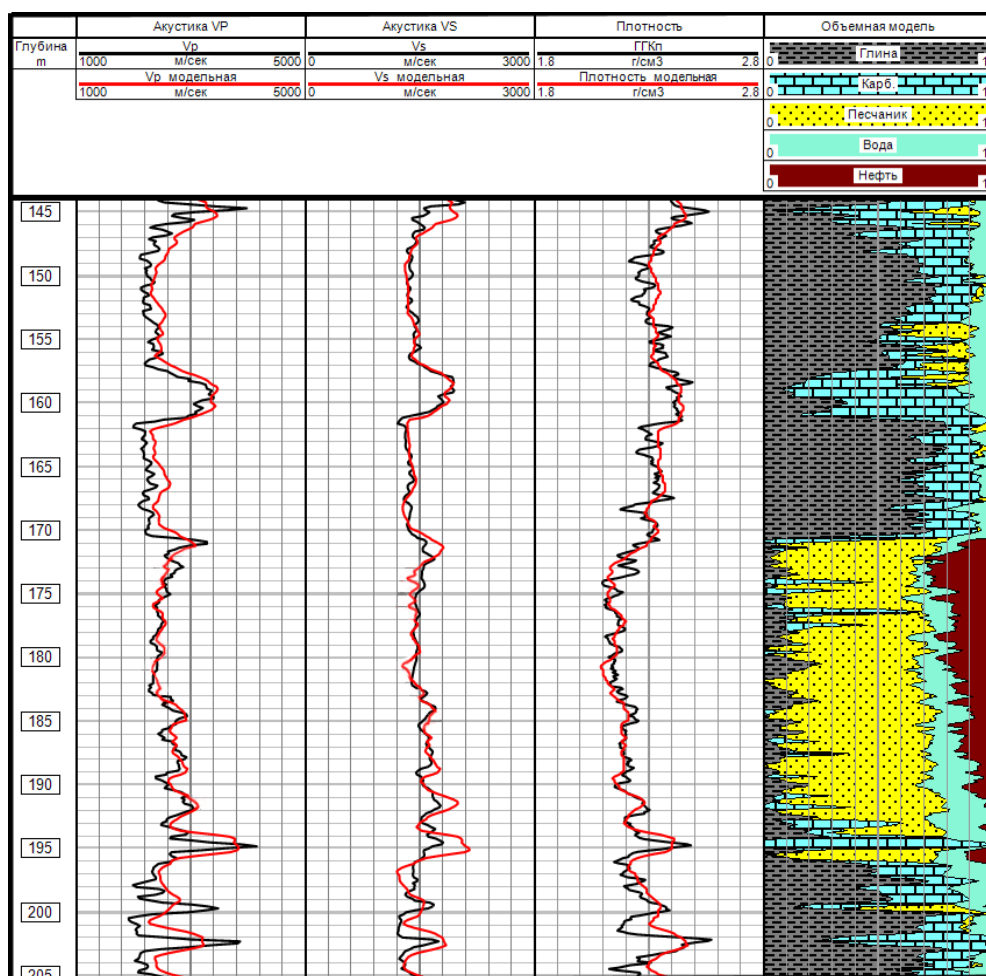


Рис. 5. Результаты моделирования упругих свойств на примере одной из скважин

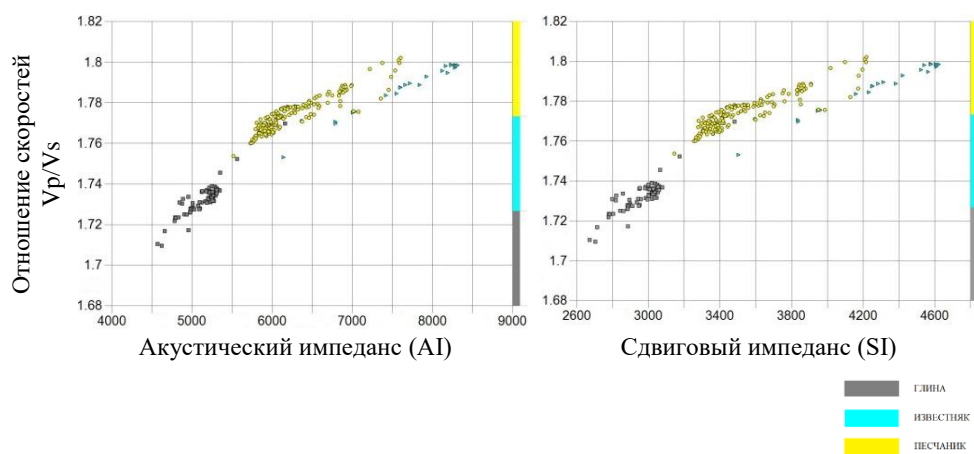


Рис. 6. Разделение пород на литотипы в поле упругих параметров

6500)·10³ кг/м²·с. Достаточно четко идентифицируется также наименее перспективная часть в третьей зоне со значениями AI (7000–7500)·10³ кг/м²·с. Результаты петроупругого моделирования позволяют провести прогноз коллектор – неколлектор в изучаемом геологическом разрезе. Кроме того, выявленная зональность песчаного коллектора идентифицируется в поле упругих параметров, что позволит проводить контроль за разработкой с учетом работы пласта в целом и выявлять наиболее перспективные его участки.

Благодарности. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90045.

Литература

1. *Aliyeva S., Dvorkin J., Zhang W.* Oil sands: Rock physics analysis from well data, Alberta, Canada // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012. – Soc. Explor. Geophys., 2012. – P. 1–5. – doi: 10.1190/segam2012-0861.1.
2. *Yuan H., Han D.-H., Zhang W.* Heavy oil sands measurement and rock-physics modeling // Geophysics. – 2016. – V. 81, No 1. – P. D57–D70. – doi: 10.1190/geo2014-0573.1.
3. *Ke G., Dong H., Johnston M.H.* Rock physics modeling of the frequency dispersion in bitumen saturated sands // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2010. – Soc. Explor. Geophys., 2010. – P. 2552–2556. – doi: 10.1190/1.3513370.
4. *Хисамов Р.С., Шаргородский И.Е., Гатиятуллин Н.С.* Нефтебитумоносность пермских отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины. – Казань: ФЭн, 2009. – 429 с.
5. *Хисамов Р.С., Мусин М.М., Мусин К.М., Файзуллин И.Н., Зарипов А.Т.* Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта. – Казань: ФЭн, 2013. – 231 с.
6. *Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В.* Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. – М.: ГЕОС, 2015. – 343 с.
7. *Yachmeneva E.A., Khassanov D.I.* Granulometry and factor analysis in studying inhomogeneity of a terrigenous reservoir // Proc. Int. Multidiscip. Sci. GeoConf. – SGEM. – 2020. – V. 20, No 1.1. – P. 125–130. – doi: 10.5593/sgem2020/1.1/s01.016.
8. *Mitchell W.K., Nelson R.J.* Statistical log analysis made practical // World Oil. – 1991. – V. 212, No 6. – P. 115–119.
9. *Mitchell W.K., Nelson R.J.* A practical approach to statistical log analysis // Trans. SPWLA 29th Annu. Logging Symp. – 1988. – Pap. S, 20 p.
10. *Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J.* Rock Physics Handbook. – N. Y.: Cambridge Univ. Press, 2020. – 756 p.
11. *Berryman J.G., Milton G.W.* Exact results for generalized Gassmann's equation in composite porous media with two constituents // Geophysics. – 1991. – V. 56, No 12. – P. 1950–1960. – doi: 10.1190/1.1443006.

Поступила в редакцию
02.07.2021

Ячменёва Екатерина Анатольевна, аспирант кафедры геофизики и геоинформационных технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
ул. Кремлевская, д. 18, г. Казань, 420008, Россия
E-mail: *EAYachmenjova@gmail.com*

Хасанов Дамир Ирекович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики и геоинформационных технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
ул. Кремлевская, д. 18, г. Казань, 420008, Россия
E-mail: *damir.khassanov@mail.ru*

Грунис Евгений Георгиевич, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий геофизик научно-производственного центра «Нейросейсм»

Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
ул. Татарстан, д. 14/59, г. Казань, 420021, Россия
E-mail: *evgenii.grunis@mail.ru*

ISSN 2542-064X (Print)
ISSN 2500-218X (Online)

UCHENYE ZAPISKI KAZANSKOGO UNIVERSITETA. SERIYA ESTESTVENNYE NAUKI
(Proceedings of Kazan University. Natural Sciences Series)

2021, vol. 163, no. 3, pp. 477–489

ORIGINAL ARTICLE

doi: 10.26907/2542-064X.2021.3.477-489

**Modeling of the Elastic Properties
of Bitumen-Saturated Sandstone in the Deposits
of the Ufimian Stage of the Permian System**

E.A. Yachmeneva^{a}, D.I. Khassanov^{a**}, E.G. Grunis^{b***}*

^a*Kazan Federal University, Kazan, 420008 Russia*

^b*Tatar Geological Exploration Department of PJSC Tatneft named after V.D. Shashin,
Kazan, 420021 Russia*

E-mail: ^{*}*EAYachmenjova@gmail.com*, ^{**}*damir.khassanov@mail.ru*,
^{***}*evgenii.grunis@mail.ru*

Received July 2, 2021

Abstract

Modeling of the elastic properties of a bitumen-saturated sandstone layer in the deposits of the Ufimian Stage of the Permian System was performed using the data from well logging and core research. Since elastic properties link the geological model parameters and the wave field amplitudes, this study seems to be of high relevance. Such modeling expands the possibilities of geophysical data interpretation and improves the reliability of seismic forecasts. The seismic methods are informative for monitoring the production of reserves, including the deposits under consideration, by taking into account the features of layers occurrence and the saturating fluid. Our core study of the deposits is based on the X-ray phase analysis and the interpretation of well logging data. The results of the laboratory study were indicative to evaluate the settings of the obtained volumetric lithological model. The lithological model must be adjusted correctly, because it enables the estimation of the variability of the reservoir characteristics by its thickness, which, in turn, helps to provide a better forecast of its reservoir properties and elastic characteristics. The accuracy of the modeling results was estimated and analyzed. The petroelastic modeling carried out by us yields valuable data for both reservoir and non-reservoir forecasts in the studied geological section.

Keywords: elastic properties of rocks, X-ray phase analysis, bitumen-saturated sandstone, well logging, modeling of elastic properties

Acknowledgments. The study was supported by the Russian Foundation for Basic Research (project no. 19-35-90045).

Figure Captions

Fig. 1. Schematic lithological and stratigraphic section of the Nizhne-Karmalskoe deposit using one of the wells as an example.

Fig. 2. Histograms of the distribution of GGL values before and after normalization. The color of the curves shows the data values in the reference formation for each well under consideration.

Fig. 3. Comparison of the results of the statistical method of constructing a volumetric model with the XRD data using one of the wells as an example.

Fig. 4. Estimation of the error of model curves in comparison with the logging data: *a*) density error; *b*) longitudinal wave error; *c*) transverse wave error.

Fig. 5. Results of modeling the elastic properties for one of the wells.

Fig. 6. Differentiation of rocks into lithotypes according to the elastic parameters.

References

1. Aliyeva S., Dvorkin J., Zhang W. Oil sands: Rock physics analysis from well data, Alberta, Canada. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012*. Soc. Explor. Geophys., 2012, pp. 1–5. doi: 10.1190/segam2012-0861.1.
2. Yuan H., Han D.-H., Zhang W. Heavy oil sands measurement and rock-physics modeling. *Geophysics*, 2016, vol. 81, no. 1, pp. D57–D70. doi: 10.1190/geo2014-0573.1.
3. Ke G., Dong H., Johnston M.H. Rock physics modeling of the frequency dispersion in bitumen saturated sands. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2010*. Soc. Explor. Geophys., 2010, pp. 2552–2556. doi: 10.1190/1.3513370.
4. Khisamov R.S., Shargorodskii I.E., Gatiyatullin N.S. *Neftebitumonosnost' permskikh otlozhenii Yuzhno-Tatarskogo svoda i Melekesskoi vpadiny* [Oil and Bitumen Content of the Permian Deposits of the South Tatar Arch and the Melekess Depression]. Kazan, Fen, 2009. 429 p. (In Russian)
5. Khisamov R.S., Musin M.M., Musin K.M., Faizullin I.N., Zaripov A.T. *Obobshchenie rezul'tatov laboratornykh i opytno-promyshlennykh rabot po izvlecheniyu sverkhvlyazkoi nefii iz plasta* [Generalization of the Results of the Laboratory and Pilot Industrial Works on Extraction of Superviscous Oil from the Reservoir]. Kazan, Fen, 2013. 231 p. (In Russian)
6. Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspenskii B.V. *Svoystva tyazhelykh neftei i bitumov permskikh otlozhenii Tatarstana v prirodnykh i tekhnogennykh protsessakh* [Properties of Heavy Oils and Bitumens of the Permian Deposits of Tatarstan in Natural and Man-Induced Processes]. Moscow, GEOS, 2015. 343 p. (In Russian)
7. Yachmeneva E.A., Khassanov D.I. Granulometry and factor analysis in studying inhomogeneity of a terrigenous reservoir. *Proc. Int. Multidiscip. Sci. GeoConf. – SGEM.*, 2020, vol. 20, no. 1.1, pp. 125–130. doi: 10.5593/sgem2020/1.1/s01.016.
8. Mitchell W.K., Nelson R.J. Statistical log analysis made practical. *World Oil*, 1991, vol. 212, no. 6, pp. 115–119.
9. Mitchell W.K., Nelson R.J. A practical approach to statistical log analysis. *Trans. SPWLA 29th Annu. Logging Symp.*, 1988, pap. S. 20 p.
10. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. *Rock Physics Handbook*. New York, Cambridge Univ. Press, 2020. 756 p. (In Russian)

-
11. Berryman J.G., Milton G.W. Exact results for generalized Gassmann's equation in composite porous media with two constituents. *Geophysics*, 1991, vol. 56, no. 12, pp. 1950–1960. doi: 10.1190/1.1443006.
-

Для цитирования: 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.

For citation: Yachmeneva E.A., Khassanov D.I., Grunis E.G. Modeling of the elastic properties of bitumen-saturated sandstone in the deposits of the Ufimian Stage of the Permian System. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 2021, vol. 163, no. 3, pp. 477–489. doi: 10.26907/2542-064X.2021.3.477-489. (In Russian)