



## ОЦЕНКА ТОЛЩИНЫ МАЛОМОЩНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ПОМОЩИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ НА ПРИМЕРЕ ТУЛЬСКО- БОБРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Б.В. ПЛАТОВ\*, Р.И. ХАЙРУТДИНОВА, А.И. КАДИРОВ

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», Институт геологии и нефтегазовых технологий  
4/5, ул. Кремлевская, г. Казань 420111, Россия

### АННОТАЦИЯ

**Введение.** Определение мощности продуктивных отложений имеет принципиальную важность для оценки запасов нефтяных и газовых месторождений. Для оценки толщины пластов в межскважинном пространстве применяют данные 3D-сейсморазведки. Однако из-за ограниченной вертикальной разрешающей способности сейсморазведочных данных оценка толщин маломощных отложений (менее 20 м) является сложной задачей.

**Цель** — оценить различные подходы к расчету мощности продуктивных отложений по данным сейсморазведки и выбрать наилучший.

**Материалы и методы.** В данной статье авторы сравнивают результаты применения различных подходов для оценки мощности продуктивных отложений тульско-бобриковского возраста в межскважинном пространстве: метод схождения (расчет мощности по скважинам без привлечения сейсморазведочных данных), применение сейсмических атрибутов и расчет зависимости «сейсмический атрибут — мощность пласта» (для атрибутов доминирующая частота и моночастотная компонента на частоте 60 Гц), оценка мощности по форме сейсмического сигнала. Для расчета карт прогнозных мощностей по данным сейсмических атрибутов и классификации по форме сигнала применялся кокригинг. В качестве критерия качества результатов применен метод кросс-валидации и расчет среднеквадратичного отклонения по каждому из методов.

**Результаты.** Среднеквадратичное отклонение при оценке точности построения карты мощности составило по методу схождения 12,3 м, по атрибуту «доминирующая частота» — 10,2 м, по атрибуту «моночастотная компонента на частоте 60 Гц» — 7,2 м и по классификации по форме сигнала — 6,3 м. Последний из указанных методов дал наилучшие результаты, а также по построенной карте мощности возможно прослеживание палеовреза.

**Заключение.** Применение метода оценки мощности по форме сейсмического сигнала позволяет уменьшить значение среднеквадратичного отклонения в 2 раза по сравнению с широко применяемым на практике методом схождения. Данный подход позволяет более точно оценить мощность продуктивных отложений и выполнить подсчет запасов углеводородов.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, интерпретация сейсморазведочных данных, маломощный пласт, сейсмический атрибут, классификация по форме сейсмотрассы

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Финансирование:** исследование не имело спонсорской поддержки.

**Для цитирования:** Платов Б.В., Хайрутдинова Р.И., Кадилов А.И. Оценка толщины маломощных пластов при помощи данных сейсморазведки на примере тульско-бобриковских отложений Республики Татарстан. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;63(4):80—87. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-4-80-87>

Статья поступила в редакцию 19.02.2021

Принята к публикации 12.04.2020

Опубликована 31.05.2021

\* Автор, ответственный за переписку

## EVALUATING THE THICKNESS OF THIN-BED SEAMS USING SEISMIC DATA ON THE EXAMPLE OF THE TULA-BOBRIKOVIAN SEDIMENTS IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN

BORIS V. PLATOV\*, RUZILYA I. KHAYRUTDINOVA, AINUR I. KADIROV

Kazan Federal (Volga region) University, Institute of Geology and Petroleum Technologies  
4/5 Kremlevskaya str., Kazan 420111, Russia

### ABSTRACT

**Background.** Determining the productive deposit thickness is of fundamental importance for assessing the reserves of oil and gas fields. 3D seismic data is used to assess the thickness of seams in the interwell space. However, owing to the limited vertical resolution of seismic data, estimating thicknesses of thin deposits (less than 20 m) is challenging.

**Aim.** To evaluate different approaches to calculating the thickness of the productive deposits based on seismic data with the purpose of selecting the most optimal approach.

**Materials and methods.** We compared the results obtained using different approaches to assessing the productive deposit thickness of the Tula-Bobrikovian age in the interwell space, including the convergence method (calculating the thickness for oilwells with no seismic data used), the use of seismic attributes to calculate the “seismic attribute — reservoir thickness” dependency (for attributes, dominant frequency and mono-frequency component at 60 Hz), estimation of the thickness from the seismic signal shape. Cokriging was used to calculate inferred power maps from seismic attribute data and to classify them by waveform. For each of the techniques, the cross-validation method and calculating the root-mean-square deviation were used as quality criteria.

**Results.** When assessing the accuracy of thickness map development, the root-mean-square deviation was 12.3 m according to convergence method, 10.2 m — to the dominant frequency attribute, 7.2 m — to the attribute of the monofrequency component at 60 Hz and 6.3 m — to the signal shape classification. The latter method yielded the best results, and the developed thickness map allowed paleo-cut to be traced.

**Conclusions.** Applying the thickness estimation method based on the seismic signal shape allows the value of the root-mean-square deviation to be reduced by a factor of 2 compared to that of the widely adopted convergence method. This approach permits productive deposits thickness to be more accurately estimated and hydrocarbon reserves to be determined.

**Keywords:** seismology, seismic data interpretation, thin-bed seam, seismic attribute, classification by shape of seismic trace

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Financial disclosure:** no financial support was provided for this study.

**For citation:** Platov B.V., Khayrutdinova R.I., Kadirov A.I. Evaluating the thickness of thin-bed seams using seismic data on the example of the Tula-Bobrikovian sediments in the Republic of Tatarstan. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(4):80—87. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-4-80-87>

*Manuscript received 19 February 2021*

*Accepted 12 April 2021*

*Published 31 May 2021*

\* Corresponding author

Определение трехмерной геометрии и внутренней архитектуры пластов коллекторов важно для прогнозирования запасов и добычи нефти. Многие коллекторы имеют малую мощность, которая меньше сейсмического разрешения.

При использовании стандартной сейсмической записи сейсмическое разрешение составляет порядка 12 м [13]. Однако в реальной записи при наличии шума разрешающая способность становится еще меньше, и оценка мощности

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

отложений толщиной менее 20 м является сложной задачей [2].

Скважинные данные могут использоваться для построения карт мощностей, но прогноз мощности на основе одномерных скважинных данных имеет высокую неопределенность [8]. Следовательно, точное прогнозирование границ и оценка толщины русловых песчаных тел имеет большое значение для снижения рисков бурения и повышения нефтеотдачи [12].

Некоторые авторы [2] применяли мультитрассовые сейсмические атрибуты, такие как доминирующая частота (dominant frequency) и стратиграфические переменные (stratigraphic variables), которые могут быть напрямую связаны с толщиной пласта. Применение спектральной декомпозиции, а также комбинаций различных частотных составляющих сигнала также является возможным решением проблемы [6, 11].

Еще одним подходом к оценке мощности пластов является классификация сейсмических данных по форме сейсмической трассы.

Форма и характер сейсмической волны часто используются для характеристики качества коллатора. Это связано с тем, что форма сейсмической волны несет информацию о фазе, частоте и амплитуде — и любое изменение этих параметров считается отражением изменения литологии, пористости и типа флюида [1]. Можно использовать классификацию формы волны для оценки толщины пласта в межскважинном пространстве [3].

### Геологическая характеристика объекта

Объектом исследования стали отложения бобриковско-радаевского возраста на одном из месторождений Республики Татарстан. Кровля тульского горизонта нижнего карбона является сильным положительным отражением и легко опознается

в сейсмической записи. Отражающая граница выдержана по площади и не имеет разрывов и нарушений. Турнейский ярус также представлен сильным отражением. Однако карта изохрон между тульским и турнейским отражениями не соответствует изменению мощности, наблюдаемому по скважинным данным. На рисунке 1 показан сейсмический разрез 3D-куба с выделенными отражениями, отождествляемыми с тульским горизонтом и турнейским ярусом.

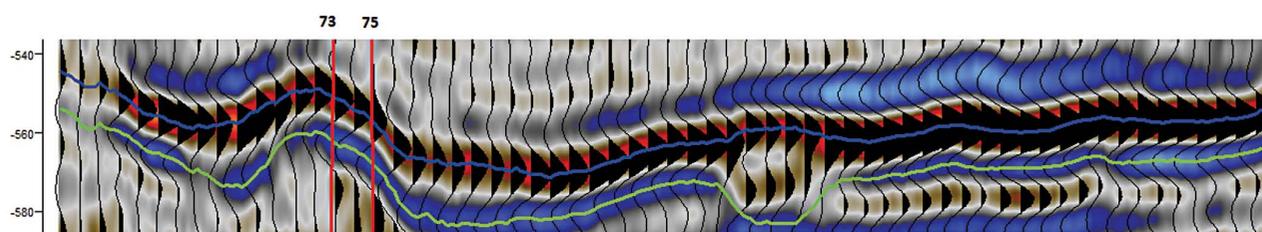
По скважинным данным на исследуемой территории мощность отложений изменяется от 12 м (в областях отсутствия врезов) до 41 м (в областях развития врезов), средняя мощность отложений 21 м, что является недостаточным для уверенного разделения по данным сейсморазведки [13]. Эрозионные палеоврезывы бобриковско-радаевского возраста широко распространены на территории Республики Татарстан. С палеоврезывыми отложениями связаны многие месторождения нефти, с чем связан значительный интерес к их изучению [5, 7, 11].

### Методика

В рамках данной работы использовался сейсмический куб 3D и данные по 14 глубоким скважинам.

Для эксперимента было рассчитано 9 кубов сейсмических атрибутов: доминирующая частота, спектральная декомпозиция на 5 различных частотах (40, 45, 50, 55 и 60 Гц), envelope, RMS amplitude и относительный акустический импеданс.

Доминирующая частота использует преобразование Фурье и выделение в каждой точке значения частоты с наибольшей амплитудой. Спектральная декомпозиция применяет дискретное преобразование Фурье для выделения отдельных частот в сигнале. Атрибут envelope рассчитывает огибающую комплексной сейсмической трассы



**Рис. 1.** Сейсмический разрез 3D-куба вдоль инлайна с юго-запада на северо-восток (положение инлайна в кубе обозначено на рисунках 2—5) с выделенными отражениями, отождествляемыми с тульским горизонтом (синяя линия) и турнейским ярусом (зеленая линия). Красными линиями обозначено положение скважин 73 и 75, находящихся на линии инлайна

**Fig. 1.** Seismic section of a 3D cube along the inline from southwest to northeast (the position of the inline in the cube is indicated in Fig. 2—5) with highlighted reflections identified with the Tula horizon (blue line) and the Tournaisian stage (green line). The red lines indicate the position of wells 73 and 75, which are on the inline

(которая соотносится с общей энергией сигнала). Атрибут RMS amplitude — это среднеквадратичная амплитуда сигнала в каждой точке сейсмотрассы. Относительный акустический импеданс рассчитывается по принципу простейшей сейсмической инверсии без привязки к скважинам и моделирования. Подробнее о сути этих атрибутов написано в работах [9, 10].

Значения сейсмических атрибутов в точках пересечения скважин сравнивались с данными по мощностям интервала для выявления зависимости вида «сейсмический атрибут — мощность пласта».

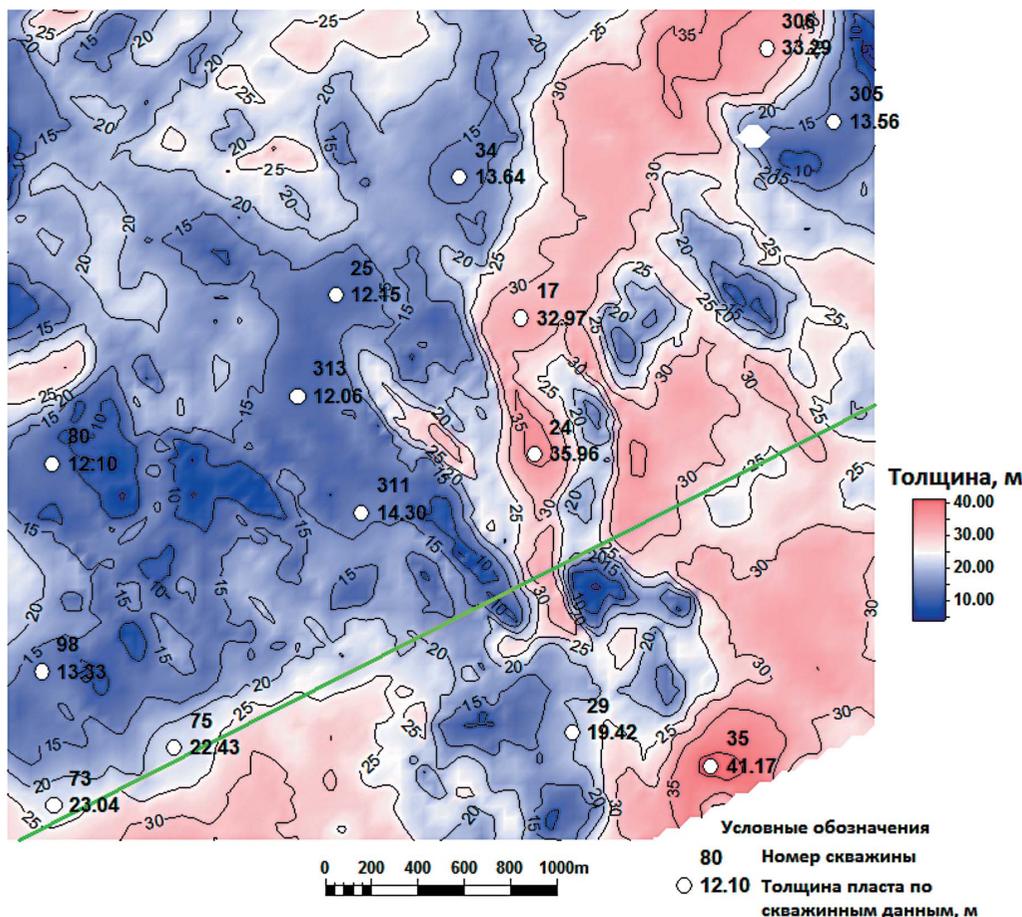
Далее для сейсмических атрибутов с наибольшей корреляцией строились прогнозные карты мощности. Однако, несмотря на высокую степень корреляции, построение карт мощностей по линейным зависимостям дает неувязку в значениях

по скважинам. Чтобы избежать этого, авторы применили кокригинг в качестве алгоритма картопостроения. Этот алгоритм позволяет строить карты по данным скважин с включением в них информации по сейсмическим атрибутам [4].

Также авторами применялась классификация сейсмического сигнала по форме сейсмотрассы и связь полученных классов с мощностями отложений. Расчеты проводились в программном продукте Canvas от Paradigm. Суть метода заключается в моделировании изменения формы сигнала в зависимости от толщины слоя с настройкой на данные по скважинам.

### Результаты и обсуждение

В результате анализа 9 атрибутов высокие значения корреляции между мощностью и сейсмическим атрибутом были получены только для двух



**Рис. 2.** Карта мощностей, рассчитанная по атрибуту «доминирующая частота» (Dominant frequency). На карте приведены названия скважин и мощность тульско-бобриковских отложений по каждой скважине. Зеленой линией обозначено положение инлайна, приведенного на рисунке 1

**Fig. 2.** Thickness map calculated by the Dominant frequency attribute. The map shows the names of the wells and the thickness of the Tula-Bobrikovsky deposits for each well. The green line indicates the position of the inline shown in Figure 1

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ / GEOPHYSICAL METHODS OF PROSPECTING AND EXPLORATION

атрибутов: доминирующая частота (коэффициент корреляции  $-0,67$ ) и моночастотная компонента на частоте 60 Гц (коэффициент корреляции  $-0,9$ ). Эти атрибуты были использованы при построении карт мощности.

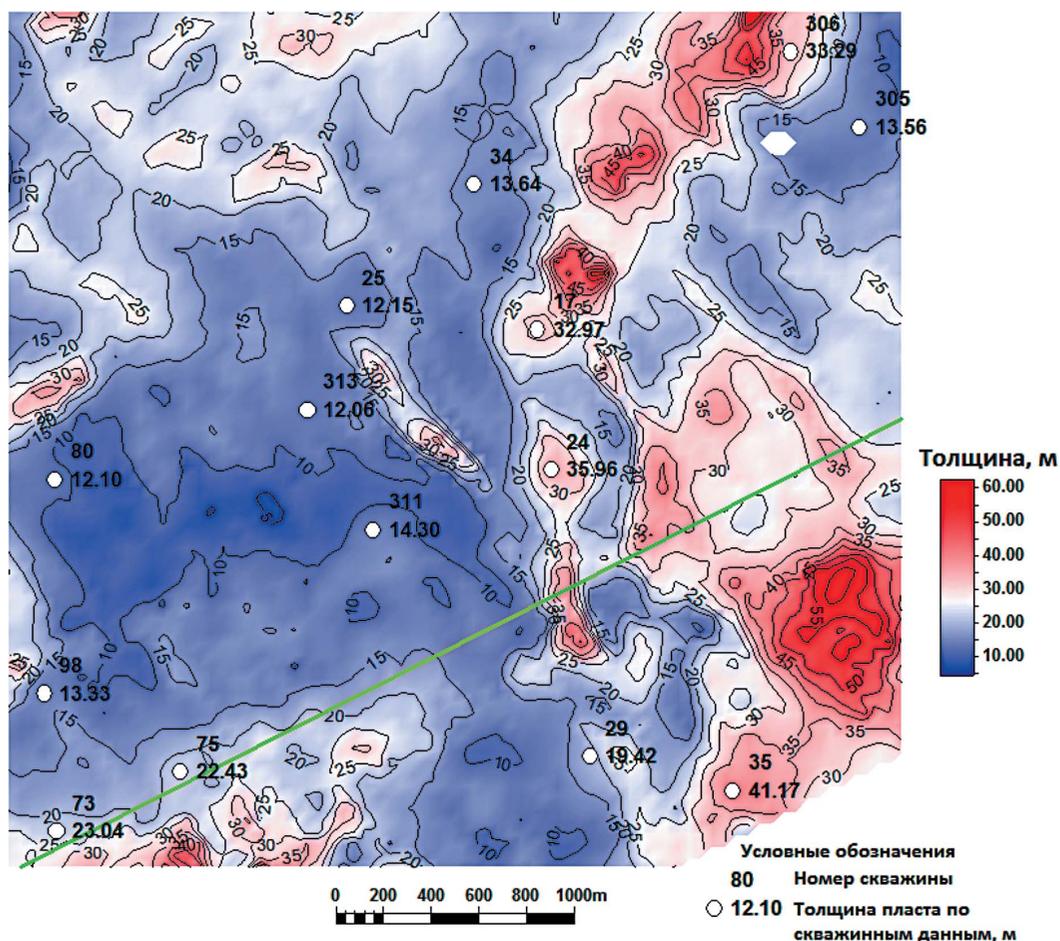
Карты мощностей, построенные по сейсмическим атрибутам, приведены на рисунках 2 и 3. На рисунке 4 приведена карта, рассчитанная по данным классификации сейсмического сигнала по форме сейсмотрассы.

Оценка точности проводилась методом кросс-валидации. Суть метода заключается в последовательном исключении из данных одной точки (скважины), построении карты по оставшимся скважинам и сравнении значений полученной карты и исключенной точки. Проверка проводилась последовательным исключением каждой

из 14 скважин, то есть всего для каждого метода проводилось 13 реализаций. Для каждого метода вычислялось среднеквадратичное отклонение по всем реализациям.

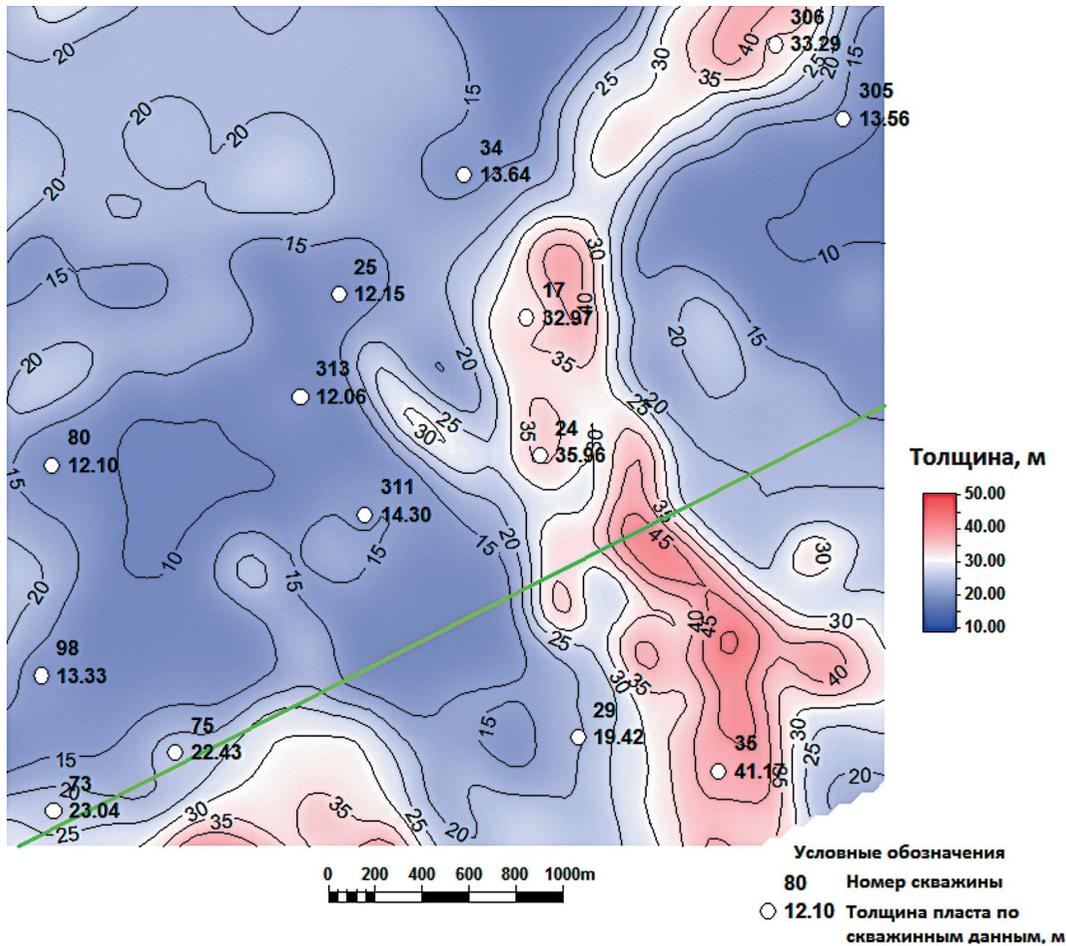
Для проверки качества методик авторами была построена карта мощности методом схождения, без использования сейсмического материала. Полученные результаты приведены в таблице.

Другие авторы, работавшие над схожей задачей, решали ее разными методами. В работе [8] проанализировано изменение мощности прослоев глин по модели выклинивающего пласта, но без количественной характеристики и без оценки точности своих расчетов. Применение классификации по форме волны также применялось авторами работы [3] и показало хорошую корреляцию с увеличением мощности в палеоканалах.



**Рис. 3.** Карта мощностей, рассчитанная по атрибуту «моночастотная компонента на частоте 60 Гц». На карте приведены названия скважин и мощность тульско-бобриковских отложений по каждой скважине. Зеленой линией обозначено положение инлайна, приведенного на рисунке 1

**Fig. 3.** Thickness map calculated from the attribute of iso-frequency component at 60 Hz. The map shows the names of the wells and the thickness of the Tula-Bobrikovsky deposits for each well. The green line indicates the position of the inline shown in Figure 1



**Рис. 4.** Карта мощностей, рассчитанная по классификации по форме сигнала. На карте приведены названия скважин и мощность тульско-бобриковских отложений по каждой скважине. Зеленой линией обозначено положение инлайна, приведенного на рисунке 1

**Fig. 4.** Thickness map calculated by waveform classification. The map shows the names of the wells and the thickness of the Tula-Bobrikov deposits for each well. The green line indicates the position of the inline shown in Figure 1

Авторы работы [6] применили спектральную декомпозицию и сейсмическую инверсию для построения карты мощности на месторождении Tuscaloosa по данным 3D-сейсморазведки. В этой работе удалось с высокой точностью предсказать мощность продуктивных отложений. Наконец в работе [11] авторы применили

12 сейсмических атрибутов, объединили их в единую модель мощности при помощи нейронной сети и откалибровали по данным скважин.

Как видно, авторы, работавшие над проблемой оценки мощности маломощных отложений по данным сейсморазведки на различных месторождениях, получали схожие результаты.

**Таблица.** Среднеквадратичное отклонение мощности, рассчитанной по разным методам  
**Table.** The standard deviation of the thickness calculated by different methods

Метод	Среднеквадратичное отклонение (м)
Метод схождения	12,3
Сейсмический атрибут «доминирующая частота»	10,2
Сейсмический атрибут «моночастотная компонента на частоте 60 Гц»	7,2
Классификация по форме сигнала	6,3

### Выводы

Оценка мощности продуктивных отложений для маломощных пластов была проведена различными методами: метод схождения, применение сейсмических атрибутов, оценка мощности по форме сейсмического сигнала.

Применение метода схождения дает очень большую погрешность (среднеквадратичное отклонение порядка половины мощности оцениваемого пласта). Применение

сейсмических атрибутов уменьшает среднеквадратичное отклонение (доминирующая частота — 10,2 м, моночастотная компонента (на частоте 60 Гц) — 7,2 м). Однако классификация по форме сигнала дает наилучшие результаты и позволяет уменьшить среднеквадратичную ошибку почти в два раза, до 6,3 м. Кроме того, при использовании этого метода возможно четко проследить положение палеовреза и оценить его мощность.

### ЛИТЕРАТУРА

1. *Валеева С.Е., Баранова А.Г., Успенский Б.В.* Особенности строения и изменения коллекторских свойств пластов бобриковского горизонта в визейских врезках (на примере месторождений Мелекесской впадины) // Георесурсы. 2014. № 3. С. 22—24.
2. *Демьянов В.В., Савельева Е.А.* Геостатистика: теория и практика. Под ред. Р.В. Арутюняна. М.: Наука, 2010. 327 с.
3. *Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Михайлова Е.Н., Новиков И.П.* Влияние эрозионно-карстовых врезок на размещение залежей нефти в радаевско-бобриковских отложениях // Георесурсы. 2010. № 3. С. 38—41.
4. *Zahraa A., Ghosh D.* Seismic Waveform Classification of Reservoir Properties Using Geological Facies Through Neural Network. S. I. ICIPEG, 2017. P. 525—535.
5. *Bacon M., Ronald Masters A., Simm R., Redsha T.* 3-D Seismic Interpretation. Cambridge University Press, 2007. 212 p.
6. *Lodwick B., Grant-Woolley L.* Waveform classification as a pseudo for reservoir thickness. Adelaide: ASEG-PESA-AIG, 2016. P. 1—4.
7. *Shoemaker M.L., Robinson J.B., Trumbly P.N., Brennan B.A.* Prediction of Thin Bed Reservoirs Below 1/4 Wavelength Tuning Thickness Using Full Bandwidth Inverted Seismic Impedance. International petroleum technology conference, scientific conference abstracts, Dubai, U.A.E. 2007. P. 6—12.
8. *Platov B., Kozhevnikova N., Shipaeva M.* The example of neural net algorithm applying for seismic facies analysis. Example from the Republic of Tatarstan. 19th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2019, scientific conference abstracts, Bulgaria, 2019. P. 593—600.
9. *Birtus P.R., Iacopini D., Bond C.E.* Defining the 3D geometry of thin shale units in the Sleipner reservoir // Marine and Petroleum Geology. 2016. Vol. 78. P. 405—425.
10. *Chopra S., Marfurt K.J.* Geophysics Seismic attributes — A historical perspective // 2005. No. 70 (5). P. 3—28.
11. *Lia W., Yue D., Wang W., Wang W., Wu S., Lic J., Chen D.* Fusing multiple frequency-decomposed seismic attributes with machine learning for thickness prediction and sedimentary facies interpretation in fluvial reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 177. P. 1087—1102.
12. *Lia W., Yue D., Wu S., Shuc Q., Wang W., Longa T.* Thickness prediction for high-resolution stratigraphic interpretation by fusing seismic attributes of target and neighboring zones with an SVR algorithm // Marine and Petroleum Geology. 2020. Vol. 113. P. 1—14.
13. *Widess M.B.* How thin is a thin bed? // Geophysics. 1973. Vol. 38. P. 1021—1240.

### REFERENCES

1. *Valeeva S.E., Baranova A.G., Uspenskij B.V.* Features of the structure and changes in reservoir properties of the Bobrikovsky horizon formations in the Visean paleochannels (example of the Melekess depression oilfields) // Georesursy. 2014. Vol. 3. P. 22—24. (In Russian).
2. *Demyanov V. V., Savelyeva E. A.* Geostatistics: theory and practice // Institute for the Problems of Safe Development of Nuclear Energy of the Russian Academy of Sciences. Moscow: Nauka, 2010. 327 p. (In Russian).
3. *Larochkina I.A., Ganiev R.R., Mihajlova E.N., Novikov I.P.* Influence of erosional-karst paleochannels on the placement of oil deposits in the Radaevsko-Bobrikovsky sediments // Georesursy. 2010. Vol. 3. P. 38—41. (In Russian).
4. *Zahraa A., Ghosh D.* Seismic Waveform Classification of Reservoir Properties Using Geological Facies Through Neural Network. S. I. ICIPEG, 2017. P. 525—535.
5. *Bacon M., Ronald Masters A., Simm R., Redsha T.* 3-D Seismic Interpretation. Cambridge University Press, 2007. 212 p.
6. *Lodwick B., Grant-Woolley L.* Waveform classification as a pseudo for reservoir thickness. Adelaide: ASEG-PESA-AIG, 2016. P. 1—4.
7. *Shoemaker M.L., Robinson J.B., Trumbly P.N., Brennan B.A.* Prediction of Thin Bed Reservoirs Below 1/4 Wavelength Tuning Thickness Using Full Bandwidth Inverted Seismic Impedance. International petroleum technology conference, scientific conference abstracts, Dubai, U.A.E. 2007. P. 6—12.
8. *Platov B., Kozhevnikova N., Shipaeva M.* The example of neural net algorithm applying for seismic facies analysis. Example from the Republic of Tatarstan.

- 19th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2019, scientific conference abstracts, Bulgaria, 2019. P. 593—600.
9. *Birtus P.R., Iacopini D., Bond C.E.* Defining the 3D geometry of thin shale units in the Sleipner reservoir // *Marine and Petroleum Geology*. 2016. Vol. 78. P. 405—425.
  10. *Chopra S., Marfurt K.J.* Geophysics Seismic attributes — A historical perspective // 2005. No. 70 (5). P. 3—28.
  11. *Lia W., Yue D., Wanga W., Wanga W., Wu S., Lic J., Chen D.* Fusing multiple frequency-decomposed seismic attributes with machine learning for thickness prediction and sedimentary facies interpretation in fluvial reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 177. P. 1087—1102.
  12. *Lia W., Yue D., Wu S., Shuc Q., Wanga W., Longa T.* Thickness prediction for high-resolution stratigraphic interpretation by fusing seismic attributes of target and neighboring zones with an SVR algorithm // *Marine and Petroleum Geology*. 2020. Vol. 113. P. 1—14.
  13. *Widess M.B.* How thin is a thin bed? // *Geophysics*. 1973. Vol. 38. P. 1021—1240

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Платов Б.В. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Хайрутдинова Р.И. — расчет мощности отложений при помощи классификации по форме сейсмического сигнала. Литературный обзор.

Кадилов А.И. — расчет мощности при помощи сейсмических атрибутов. Кросс-валидационная проверка результатов. Оформление графики.

Boris V. Platov — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ruzilya I. Khairutdinova — calculation of the thickness using the waveform classification. Literature review.

Ainur I. Kadirov — thickness calculation using seismic attributes. Cross-validation check of results. Graphic design.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Платов Борис Викторович\*** — старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет».

4/5, ул. Кремлевская, г. Казань 420111, Россия

тел.: +7 (904) 662-37-30

e-mail: [swborispl@mail.ru](mailto:swborispl@mail.ru)

SPIN-код: 4939-4807

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4218-9230>

**Boris V. Platov\*** — Senior lecturer, Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbon Fields, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University.

4/5, Kremlevskaya str., Kazan 420111, Russia

tel.: +7 (904) 662-37-30

e-mail: [swborispl@mail.ru](mailto:swborispl@mail.ru)

SPIN: 4939-4807

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4218-9230>

**Хайрутдинова Рузилья Ильгизаровна** — студентка Института геологии и нефтегазовых технологий ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет».

4/5, ул. Кремлевская, г. Казань 420111, Россия

тел.: +7 (960) 069-99-92

e-mail: [ruzilya.khairutdinova@gmail.com](mailto:ruzilya.khairutdinova@gmail.com)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8255-2885>

**Ruzilya I. Khairutdinova** — student of the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of Kazan Federal University.

4/5, Kremlevskaya str., Kazan 420111, Russia

tel.: +7 (960) 069-99-92

e-mail: [ruzilya.khairutdinova@gmail.com](mailto:ruzilya.khairutdinova@gmail.com)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8255-2885>

**Кадилов Айну́р Илгизарович** — студент Института геологии и нефтегазовых технологий ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет».

4/5, ул. Кремлевская, г. Казань 420111, Россия

тел.: +7 (987) 270-90-36

e-mail: [kadirovajnur238@gmail.com](mailto:kadirovajnur238@gmail.com)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5914-8016>

**Ainur I. Kadirov** — student of the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of Kazan Federal University.

4/5, Kremlevskaya str., Kazan 420111, Russia

tel.: +7 (987) 270-90-36

e-mail: [kadirovajnur238@gmail.com](mailto:kadirovajnur238@gmail.com)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5914-8016>

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author