

ОПРОБОВАНИЕ АЛГОРИТМА ВЫДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ МИКРОПОРОВЫХ ПОРОД ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДИКИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКИХ КРИВЫХ В ТУРНЕЙСКОМ ЯРУСЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА

© 2018 г. Б. Л. Хашпер, О. В. Надеждин, Л. Р. Миникеева, Т. В. Бурикова

Реферат. Микропоровые породы характеризуются высокими значениями пористости, низкими значениями проницаемости и высокими значениями остаточной воды. Целью работы является опробование алгоритма выделения интервалов микропоровых пород по данным каротажа сопротивления. Для выделения интервалов микропоровых пород, содержащих связанную воду, предлагается рассчитать электрическое сопротивление для традиционного порового коллектора. Известно, что проводимость связанной и свободной воды различна. Следовательно, фактическое электрическое сопротивление в интервалах микропоровых пород будет выше, чем синтетическое электрическое сопротивление, рассчитанное по модели, не учитывающей микропоры. Таким образом, алгоритм включает следующие шаги: расчет синтетической кривой пористости; построение объемной модели; восстановление синтетической кривой сопротивления. Для оценки качества предлагаемого алгоритма проведен сравнительный анализ интервалов микропоровых пород, определенных по керну, и интервалов микропоровых пород, определенных по алгоритму: рассчитаны вероятности ошибок 1 и 2 рода. Анализ результатов тестирования алгоритма выделения интервалов микропоровых пород выявил хорошее соответствие между интервалами микропоровых пород, определенными по керну, и интервалами микропоровых пород, определенными по алгоритму. Таким образом, предлагаемый алгоритм позволяет выделять интервалы микропоровых пород по каротажу сопротивления, что в свою очередь позволяет уточнить толщину продуктивного коллектора и, следовательно, фундаментально меняет представление о флюидальной модели отложений.

Ключевые слова: микропоровые породы, восстановление синтетических кривых сопротивления, каротаж сопротивления, сравнение с данными керна, ошибка 1 рода, ошибка 2 рода

TESTING OF MICROPOROUS ROCKS IDENTIFICATION METHOD BASED ON SYNTHETIC WELL LOGGING CURVES CALCULATION TECHNIQUE IN THE TOURNAISIAN STAGE OF BASHKORTOSTAN OILFIELDS

B. L. Khashper, O. V. Nadezhdin, L. R. Minikeeva, T. V. Burikova

Abstract. Microporous rocks are characterized by high porosity, low permeability and high residual water saturation. The purpose of the work is to test an algorithm for microporous rocks intervals identification based on resistivity logging data. To identify microporous rocks intervals containing residual water saturation it is proposed to calculate electrical resistance using mineral model for porous reservoir. It is known that free water conductivity and bound water conductivity are different. So actual electrical resistance in microporous rocks intervals will be greater than synthetic resistance calculated using mineral model which doesn't take into account micropores. On the base of this assumption microporous rocks intervals are

Для цитирования: Хашпер Б.Л., Надеждин О.В., Миникеева Л.Р., Бурикова Т.В. Опробование алгоритма выделения интервалов микропоровых пород по комплексу геофизических исследований скважин с применением методики восстановления синтетических кривых в турнейском ярусе месторождений Башкортостана // Геологический вестник. 2019. № 1. С. 141–148. DOI: <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-11>.

For citation: Khashper B.L., Nadezhdin O.V., Minikeeva L.R., Burikova T.V. Testing of Microporous Rocks Identification Method Based on Synthetic Well Logging Curves Calculation Technique in the Tournaisian stage of Bashkortostan Oilfields // Geologicheskii vestnik. 2019. No. 1. P. 141–148. DOI: <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-11>.

identified by using a technique of microprobes logging synthetic curves calculation. So the algorithm includes the following steps: calculation of porosity synthetic curve; building a volume model; calculation of resistance synthetic curve. For quality accession of developed algorithm comparative analysis between forecast microporous rocks intervals and microporous rocks intervals detected by the core is carried out: false positive rate and false negative rate are calculated. Testing of developed method for microporous rocks identification has revealed a good agreement between forecast intervals and intervals detected by the core. So application of proposed algorithm allows microporous rocks intervals identifying by electrical logging which allows specifying a thickness of reservoir and, consequently, fundamentally changes the concept of fluid model.

Keywords: microporous rocks, calculation of resistance synthetic curve, resistivity logging, comparison with core data, false positive rate, false negative rate

Введение

В работе предлагается алгоритм выделения микропоровых пород на основе данных каротажа сопротивления с применением методики восстановления синтетических кривых ГИС [Миникеева и др., 2018a].

Алгоритм включает следующие шаги: необходимую подготовку каротажных кривых, восстановление синтетической кривой пористости, построение объемной модели, расчет синтетических кривых каротажа микрозондов. В работе рассчитаны модели для микробоксового каротажа (МБК), микропотенциал-зонда (МПЗ), микроградиент-зонда (МГЗ).

Все расчеты (включая предобработку данных) были выполнены при помощи модулей программного комплекса для многоскважинного анализа и интерпретации данных ГИС и керновых исследований [Миникеева и др., 2018b].

Для оценки качества разработанного алгоритма проводится сравнительный анализ прогнозных интервалов микропоровых пород с интервалами микропоровых пород, определенных по керну: рассчитываются вероятности ошибок 1 и 2 рода. Вероятность ошибки 1 рода равна отношению количества ошибок 1 рода в выборке к общему количеству случаев определения микропоровых пород по керну. Вероятность ошибки 2 рода равна отношению количества ошибок 2 рода в выборке к общему количеству случаев определения микропоровых пород по алгоритму.

В работе приводятся результаты тестирования разработанной методики выделения интервалов микропоровых пород на скважинах турнейского яруса (косьвинский, черепетский, кизеловский, малевский, упинский горизонты) месторождений Башкортостана. Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод о том, что предлагаемый алгоритм позволяет выделять интервалы микропоровых пород, содержащих связанную воду, по каротажу микрозондов.

Картаж сопротивления — один из методов ГИС, основанный на измерении удельного электрического сопротивления горных пород. Удельное электрическое сопротивление зависит от минерального состава, пористости, строения породы; оно в большей степени зависит от структуры пустотного пространства породы. Для выделения интервалов микропоровых пород, содержащих связанную воду, в работе предлагается рассчитать электрическое сопротивление по минеральной модели для традиционного порового коллектора. Известно, что проводимость связанной и подвижной воды различна, поэтому фактическое электрическое сопротивление в интервалах микропоровых пород должно быть больше синтетического сопротивления, т. к. синтетическое сопротивление рассчитывается по минеральной модели, не учитывающей микропоры (рис. 1). На основе этого предположения выделяются интервалы микропоровых пород с применением методики восстановления синтетических кривых каротажа микрозондов [Заляев, 1990; Меркулов, Посысоев, 2004]. Необходимо отметить, что таким же приращением будут обладать и нефтенасыщенные пласты, за счет остаточного нефтенасыщения в призабойной зоне. Поэтому при применении алгоритма эти интервалы были отсечены.

Метод

Алгоритм выделения интервалов микропоровых пород заключается в следующем. Восстанавливается синтетическая кривая пористости на основе расчета параметров петрофизической модели «кern-ГИС». Стоит отметить, что для построения корректной модели выполняется необходимая предобработка исходных данных — начиная от увязки кривых ГИС между собой до увязки данных керна с данными кривых ГИС [Миникеева и др., 2018b].

Далее выполняется построение объемной модели — определение объемных содержаний скелета

породы, флюида и глин. В модель входят кривая гамма-каротажа (ГК), кривая нейтронного гамма-каротажа (НГК), объемные содержания скелета породы, флюида и глин, характерные значения каротажных кривых (соответствующие коэффициенты) ГК и НГК для минеральных компонент. Коэффициенты модели подбираются таким образом, чтобы объемное содержание флюида по объемной модели соответствовало пористости, а объемные содержания скелета породы и глин по объемной модели соответствовали показаниям двойного разностного гамма-каротажа (аГК) и двойного разностного нейтронного каротажа (аНК).

Затем на основе полученных значений объемных долей глин и флюида рассчитывается синтетическая кривая сопротивления. Для каждой скважины рассчитывается своя модель синтетической кривой сопротивления.

В работе рассчитаны модели для микробоконного каротажа (МБК), микропотенциал-зонда (МПЗ), микроградиент-зонда (МГЗ). Для большинства скважин в интервалах микропористых пород синтетическая проводимость меньше фактической, притом эта зависимость прослеживается для всех трех рассмотренных методов каротажа сопротивления МБК, МПЗ, МГЗ.

Для оценки качества разработанного алгоритма был проведен сравнительный анализ прогнозных интервалов микропористых пород с интервалами микропористых пород, определенных на керне: рассчитаны вероятности ошибок 1 и 2 рода [Леман, 1979]. Ошибкой 1 рода (ложным срабатыванием) называется ошибка, состоящая в опровержении верной гипотезы. Ошибкой 2 рода (пропуском события) называется ошибка, состоящая в принятии ложной гипотезы. В нашем случае ошибкой 1 рода будет случай, когда по керну определены микропористые породы, а по алгоритму — немикропористые; ошибкой 2 рода будет случай, когда по алгоритму определены микропористые породы, а по керну — немикропористые. Пусть TP (True Positive) — количество случаев, когда по керну и по методике определены микропористые породы, TN (True Negative) — количество случаев, когда по керну и по методике определены немикропористые породы, FP (False Positive) — количество случаев, когда по керну определены микропористые, а по методике — немикропористые, FN (False Negative) — количество случаев, когда по методике определены микропористые, а по керну — немикропористые. FP — количество ошибок 1 рода. FN — количество ошибок 2 рода.



Рис. 1. Выделение интервалов микропористых пород по замеренным и синтетическим кривым сопротивления

Fig. 1. Microporous rocks intervals identification by measured and synthetic resistance

Вероятность ошибки 1 рода равна отношению количества ошибок 1 рода в выборке к общему количеству случаев определения микропористых пород по керну. Вероятность ошибки 2 рода равна отношению количества ошибок 2 рода в выборке к общему количеству случаев определения микропористых пород по алгоритму.

$$P_1 = \frac{FP}{TP + FP}, \quad P_2 = \frac{FN}{TP + FN}. \quad (1)$$

Результаты апробации

В качестве целевого фонда для апробации методики были рассмотрены 120 скважин месторождений Башкортостана.

Для определения параметров петрофизической модели был выполнен расчет коэффициентов модели «кern-ГИС» по данным пористости по керну K_p керн, и нормализованным кривым гамма- и нейтронного каротажа аГК, аНК. Получилась следующая модель:

$$- = -0.2433 \cdot -0.3 \cdot + 0.23147. \quad (2)$$

На основе полученных параметров рассчитывались объемные содержания скелета, флюида и глины $V_{СК}$, $V_{ФЛ}$, $V_{ГЛ}$ из следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} НГК = НГК \cdot V + НГК \cdot V + НГК \cdot V \\ GK = GK \cdot V + GK \cdot V + GK \cdot V \\ 1 = V + V + V \end{cases}, \quad (3)$$

где GK — кривая гамма-каротажа; $НГК$ — кривая нейтронного каротажа; $V_{СК}$, $V_{ФЛ}$, $V_{ГЛ}$ — объемные содержания скелета породы, флюида и глин соответственно; $GK_{СК}$, $GK_{ФЛ}$, $GK_{ГЛ}$,

$НГК_{СК}$, $НГК_{ФЛ}$, $НГК_{ГЛ}$ — характерные значения каротажных кривых ГК и НГК для соответствующих минеральных компонент.

Получились следующая объемная модель:

$$\begin{cases} НГК = 0.772 \cdot V_{СК} - 0.039 \cdot V_{ФЛ} - 2.56 \cdot V_{ГЛ} \\ GK = 0.05 \cdot V_{СК} + 1.32 \cdot V_{ФЛ} + 0 \cdot V_{ГЛ} \\ 1 = V_{СК} + V_{ФЛ} + V_{ГЛ} \end{cases} \quad (4)$$

На рисунке 2 приведен пример восстановления синтетической кривой пористости и построения объемной модели. На первом плоте показаны объемные содержания скелета, флюида и глины $V_{СК}$, $V_{ФЛ}$, $V_{ГЛ}$, на втором плоте приведены кривые синтетической пористости (зеленая линия), пористости по керну (красные точки) и объемное содержание флюида (синяя линия).

Далее на основе полученных значений объемных долей глин и флюида были рассчитаны синтетические кривые каротажа сопротивлений МБК, МПЗ, МГЗ:

$$Ln_R_synth = a \cdot V + b \cdot V + c. \quad (5)$$

Коэффициенты a , b , c были рассчитаны индивидуально для каждой скважины на основе корреляционно-регрессионного анализа.

На рисунках 3–4 представлены примеры выделения интервалов микропоровых пород по МБК, на рисунках 5–6 — по МПЗ, на рисунках 7–8 — по МГЗ. На первом плоте сопоставлены измеренные (зеленая линия) и синтетические (синяя линия) кривые логарифмов сопротивления. Синей жирной линией показан интервал микропоровых пород по алгоритму. На втором плоте красной линией отмечен интервал микропоровых пород по керну.

Проведен анализ результатов тестирования методики выделения микропоровых интервалов на основе алгоритма расчета синтетических кривых сопротивлений из объемной модели в турнейском ярусе месторождений Башкортостана. Качество полученных моделей оценивалось с помощью расчета вероятностей ошибок 1 и 2 рода.

Для расчета вероятности ошибок МБК рассматривалось 86 интервалов. Из них было 62 микропоровых по керну и 24 немикропоровых по керну. Алгоритм выявил по МБК 65 микропоровых интервала и 21 немикропоровый. По МПЗ в анализе участвовал 171 интервал (131 микропоровых и 40 немикропоровых). По алгоритму были выявлены 148 микропоровых интервалов и 23 немикропоровых. По МГЗ результаты (в т.ч. выборка

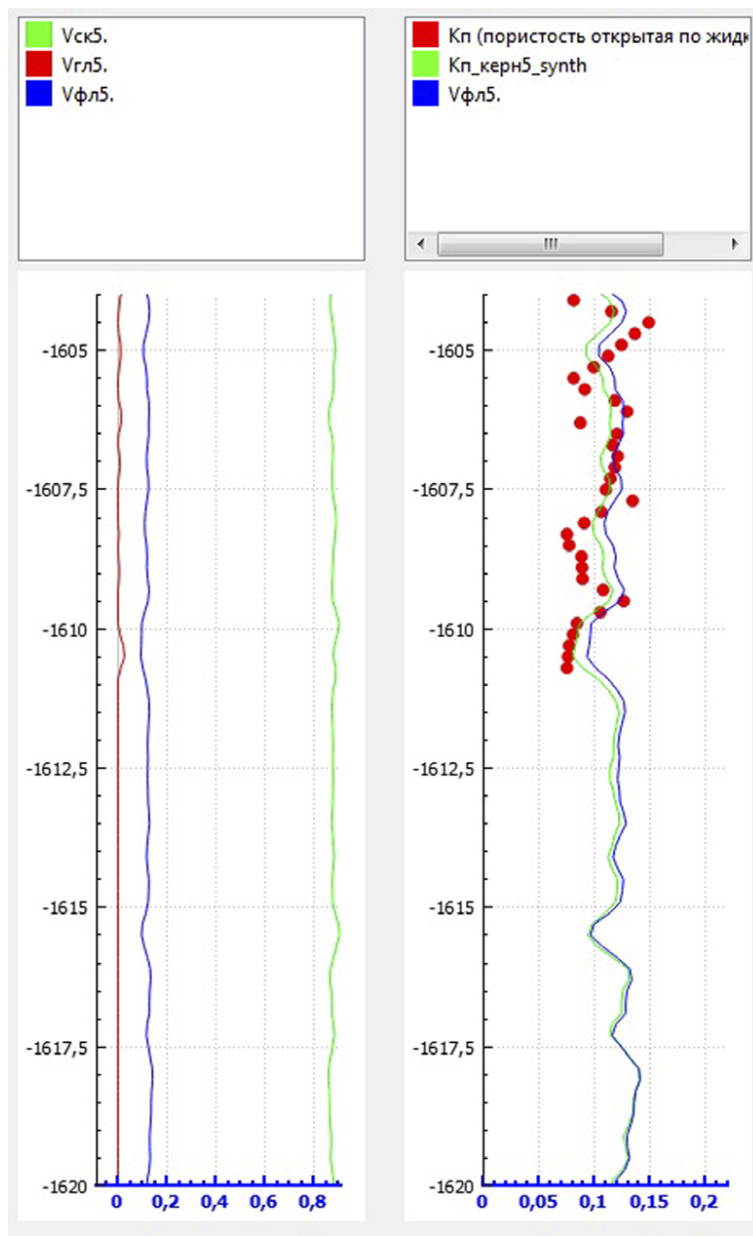


Рис. 2. Пример восстановления синтетической кривой пористости и построения объемной модели

Fig. 2. Calculation of synthetic porosity curve and volume model construction

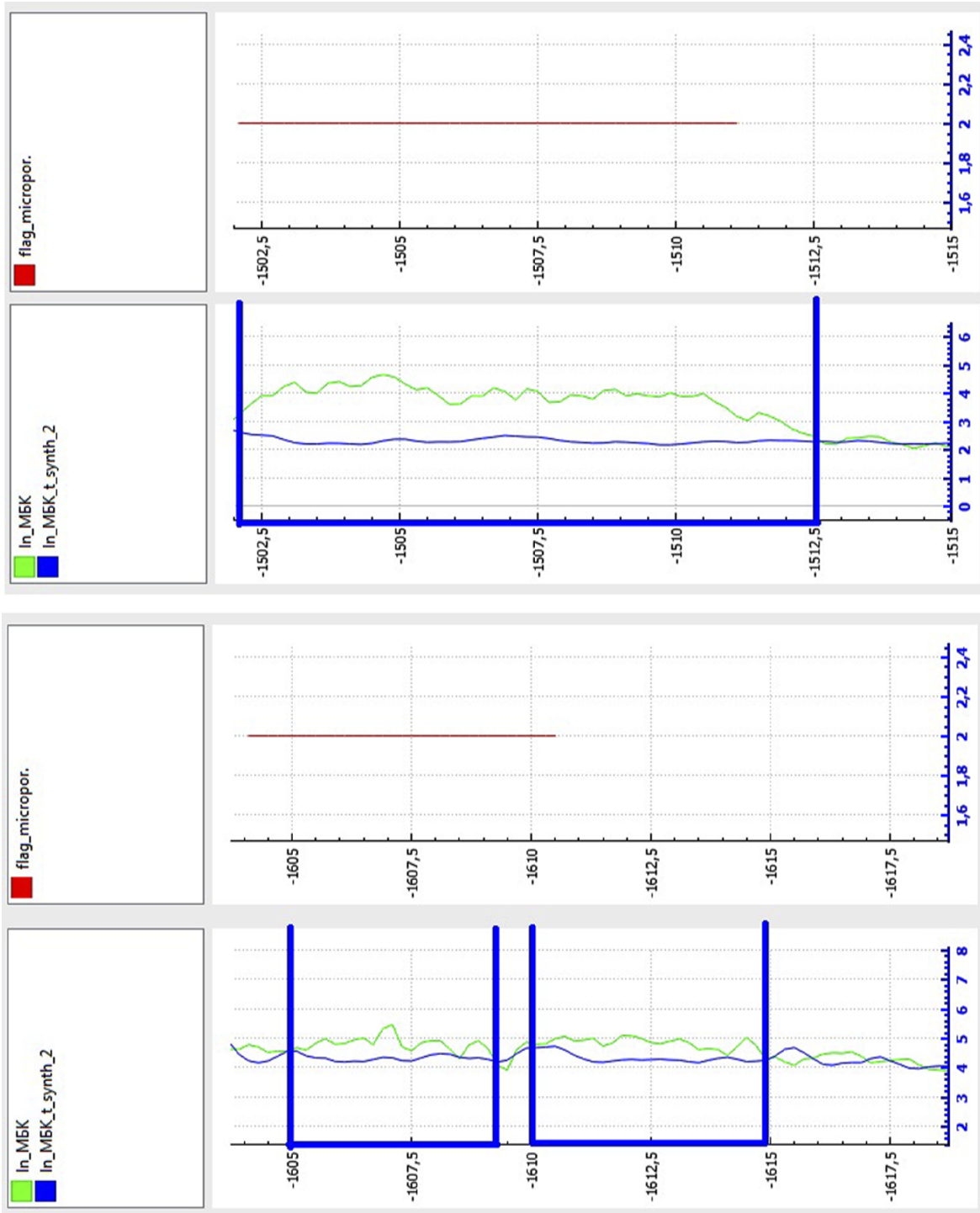


Рис. 3–4. Примеры выделения микропоровых интервалов по МБК

Fig. 3–4. Microporous rocks intervals identification by MLL

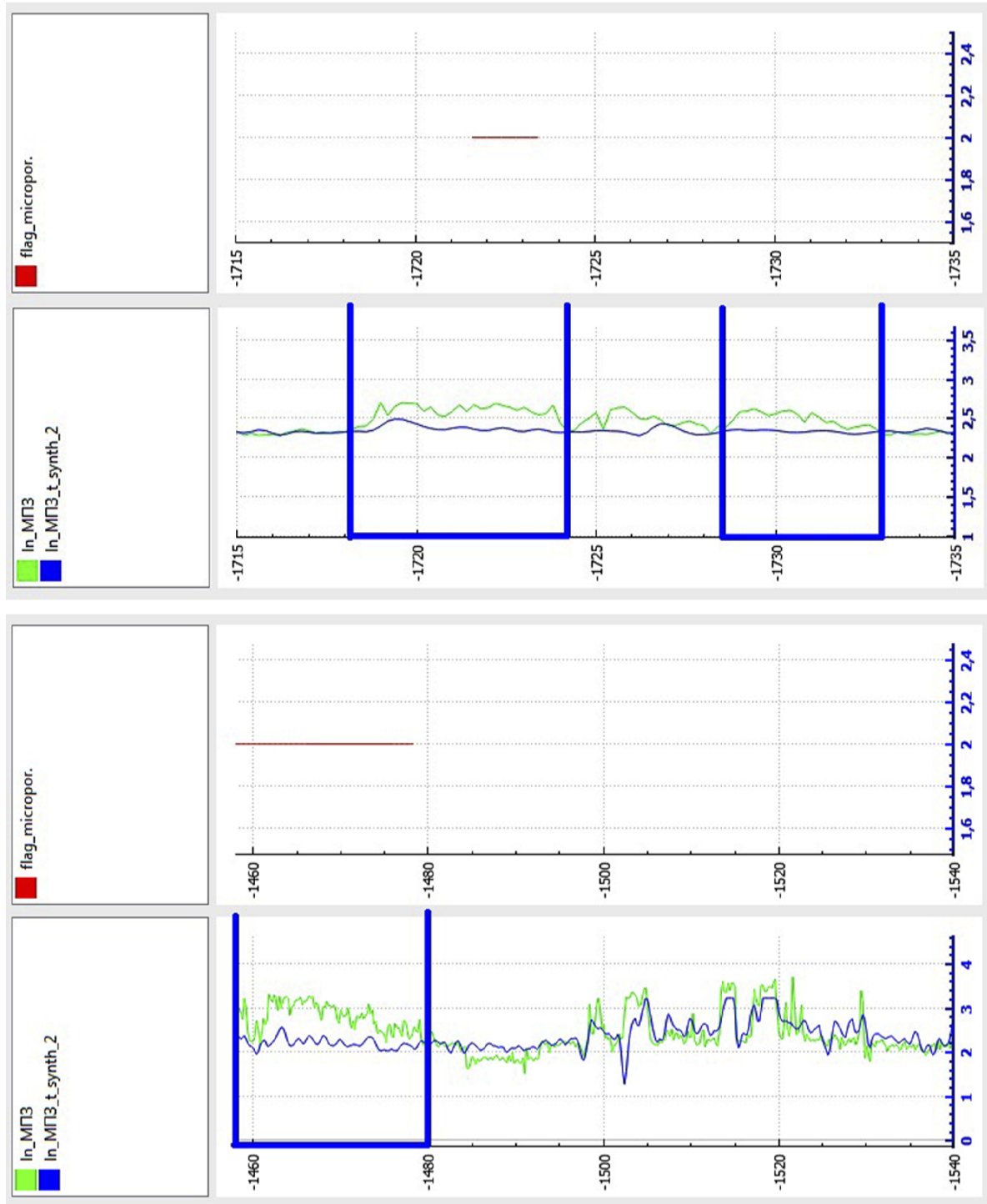


Рис. 5–6. Примеры выделения микропорных интервалов по МПЗ
 Fig. 5–6. Microporous rocks intervals identification by MPP

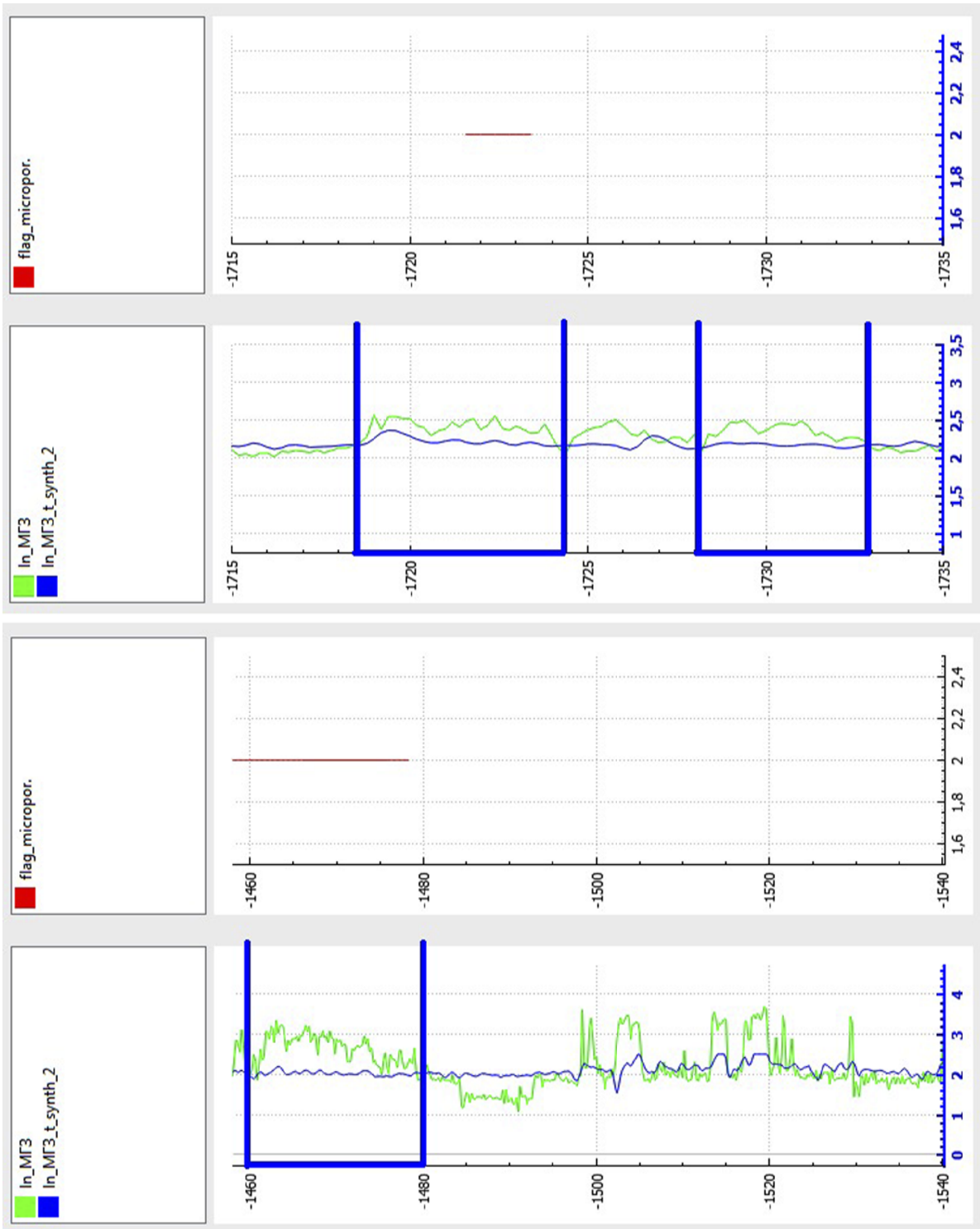


Рис. 7–8. Примеры выделения микропоровых интервалов по МГЗ
Fig. 7–8. Microporous rocks intervals identification by MGP

интервалов) полностью совпадают с результатами по МПЗ. Вероятности ошибок 1 рода для МБК, МПЗ и МГЗ составили 0.242, 0.153 и 0.153 соответственно. Вероятности ошибок 2 рода для МБК, МПЗ и МГЗ составили 0.275, 0.25 и 0.25 соответственно.

Выделение микропоровых пород в водонасыщенном разрезе является важной задачей для настройки флюидальной модели как в процессе геологического, так и гидродинамического моделирования залежи, так как разное распределение размера пор в породе разреза определяет размер переходной зоны и соответственно изменение положения ВНК. Кроме того, информация о коллекторских свойствах породы является ключевой при выборе интервалов закачки в нагнетательных скважинах и интервалов перфорации в добывающих скважинах.

Выводы

Проведенный анализ показал хорошее совпадение прогнозных интервалов с интервалами, определенными по керну. Таким образом, опробованный алгоритм позволяет выделять интервалы микропоровых пород, содержащих связанную воду, автоматизированно в многоскважинном режиме по комплексу ГИС, что в свою очередь позволяет уточнить эффективную продуктивную толщину коллекторов и, как следствие, принципиально меняет представление о флюидальной модели отложенный турнейского яруса. В дальнейшем планируется дополнить разработанный алгоритм возможностью дифференцировать микропоровые и нефтенасыщенные пласты.

Список литературы:

Залаяев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – М.: Университетское, 1990. – 144 с.

Леман Э. Проверка статистических гипотез. – М.: Наука, 1979. – 408 с.

Меркулов В.П., Посысов А.А. Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм. – Томск: ТПУ, 2004. – 176 с.

Миникеева Л.Р., Надеждин О.В., Латыпов И.Д., Ефимов Д.В. Алгоритмы расчета синтетических кривых в задачах оценивания механических свойств пород // 70 лет научных исследований и проектирования обустройства месторождений нефти и газа: Сб. тр. Межрег. науч.-техн. конфер.. – Уфа: БашНИПИнефть, 2018а. – С. 288–298.

Миникеева Л.Р., Надеждин О.В., Нугуманов Э.Р., Марков А.В., Ефимов Д.В. Разработка методик автоматизации многоскважинного анализа и интерпретации данных геофизических исследований скважин и изучения керна // Нефтяное хозяйство. – 2018b. – № 6. – С. 54–57.

References:

Lehmann E. Proverka statisticheskikh gipotez [Testing statistical hypotheses]. M.: Nauka, 1979. 408 p. (in Russian).

Merkulov V.P., Posysoev A.A. Otsenka plastovykh svoystv i operativnyi analiz karotazhnykh diagramm [Reservoir properties assessment and logs operational analysis]. Tomsk: TPU, 2004. 176 p. (in Russian).

Minikeeva L.R., Nadezhdin O.V., Latypov I.D., Efimov D.V. Algoritmy rascheta sinteticheskikh krivyykh v zadachakh otsenivaniya mekhanicheskikh svoystv porod [Algorithms of synthetic curves calculation in rocks mechanic properties assessment problems] // 70 let nauchnykh issledovaniy i proektirovaniya obustrojstva mestorozhdenii nefiti i gaza: Sbornik trudov Mezhr regional'noi nauchno-tekhnicheskoi konferencii [70 years of oil and gas filed facilities research and development: Papers of Interregional Scientific and Technical Conference]. Ufa: BashNIPIneft, 2018a. P. 288–298 (in Russian).

Minikeeva L.R., Nadezhdin O.V., Nugumanov E.R., Markov A.V., Efimov D.V. Razrabotka metodik avtomatizatsii mnogoskvazhinogo analiza i interpretatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniy skvazhin i izucheniya kerna [Development of multiwell analysis and data logging interpretation automatization and core study techniques] // Oil industry. 2018b. No. 6. P. 54–57 (in Russian).

Zalyaev N.Z. Metodika avtomatizirovannoi interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Method of well logging automatic interpretation]. M.: Universitetskoe, 1990. 144 p. (in Russian).

Сведения об авторах

Хашпер Белла Леонидовна, ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа. E-mail: BellaKhashper@gmail.com
 Надеждин Олег Владимирович, ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа. E-mail: NadezhdinOV@gmail.com
 Миникеева Ляйсян Ришатовна, ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа. E-mail: MinikeevaLR@bashneft.ru
 Бурикова Татьяна Валерьевна, ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа. E-mail: BurikovaTV@bashneft.ru

About the authors:

Khashper Bella Leonidovna, LLC «BashNIPIneft», Ufa. E-mail: KhashperAL@ufanipi.ru
 Nadezhdin Oleg Vladimirovich, LLC «BashNIPIneft», Ufa. E-mail: NadezhdinOV@gmail.com
 Minikeeva Liaisian Rishatovna, LLC «BashNIPIneft», Ufa. E-mail: MinikeevaLR@bashneft.ru
 Burikova Tatiana Valerievna, LLC «BashNIPIneft», Ufa. E-mail: BurikovaTV@bashneft.ru