

РУБРИКА: ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Совершенствование петрофизического моделирования девона путем интеграции расширенного комплекса ГИС и исследований керна (на примере отложений терригенного девона месторождений Республики Башкортостан)

А. М. Нигматзянова* (ООО «РН-БашНИПИнефть»), Р. Х. Масагутов (НЦМУ «Рациональное освоение жидких углеводородов планеты», УГНТУ), О. Р. Привалова (ООО «РН-БашНИПИнефть», УУНИТ), Т. В. Бурикова* (ООО «РН-БашНИПИнефть», УГНТУ), В. И. Шавалиев (ООО «РН-БашНИПИнефть»)

Статья посвящена анализу существующей литолого-петрофизической модели терригенной толщи девона платформенной части Башкортостана. Установлено, что модель, использующая в качестве ключевого критерия глинистость пород, имеет ряд ограничений. Выявлены два основных фактора, снижающих ее эффективность. Первый — это наличие по данным СЭМ во фракции пелитовой размерности микрокристаллов кварца, а не глинистых минералов, что не определяется традиционным гранулометрическим анализом. Второй — влияние текстурных особенностей (мульдообразная косая слоистость, биотурбация) на фильтрационно-емкостные свойства. В работе обоснована необходимость интеграции в комплекс ГИС специальных методов (электрические микросканеры, ядерно-магнитный каротаж) для учета текстурных неоднородностей, а также расширения лабораторных исследований керна за счет методов рентгеноструктурного анализа и сканирующего электронного микроскопа для точного определения минералогического состава. Предложенные уточнения позволяют повысить достоверность оценки коллекторских свойств как в данном регионе, так и на смежных территориях.

Ключевые слова: литолого-петрофизическая модель, фильтрационно-емкостные свойства, петроклассы, микросканеры, ядерно-магнитный каротаж, рентгеноструктурный анализ, сканирующий электронный микроскоп.

Improving Devonian petrophysical modeling through the integration of an expanded suite of GIS and core studies (using the example of Devonian terrigenous deposits in the Republic of Bashkortostan)

A. M. Nigmatzyanova (RN-BashNIPIneft LLC), R. Kh. Masagutov (National Center for Mineral Resources Management "Rational Development of Liquid Hydrocarbons of the Planet", USPTU), O. R. Privalova (RN-BashNIPIneft LLC, UUNIT), T. V. Burikova* (RN-BashNIPIneft LLC, USPTU), V. I. Shavaliyev (RN-BashNIPIneft LLC)

This article analyzes the existing lithological and petrophysical model of the Devonian terrigenous strata of the platform region of Bashkortostan. It is established that the model, which uses clay content as a key criterion, has several limitations. Two main factors have been identified that reduce its effectiveness: the first is the presence of quartz microcrystals in the pelitic fraction (according to SEM data), rather than clay minerals, which is not detected by traditional granulometric analysis. The second is the influence of textural features (trough-shaped cross-bedding, bioturbation) on filtration-capacitive properties. The paper substantiates the need to integrate special methods (electric microscanners, nuclear magnetic logging) into the GIS complex to account for textural heterogeneities, as well as to expand laboratory core studies Using X-ray structural analysis and scanning electron microscopy to accurately determine the mineralogical composition. The proposed refinements make it possible to increase the reliability of the assessment of reservoir properties both in this region and in adjacent territories.

Keywords: lithological-petrophysical model, filtration-capacitive properties, petroclasses, microscanners, nuclear magnetic logging, X-ray structural analysis, scanning electron microscope.

Введение

Точное определение пористости и проницаемости пород-коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС) традиционно играет, наряду с прочими факторами, ключевую роль в подсчете запасов углеводородов. На основе этих данных принимаются проектные решения по созданию рациональных систем разработки залежей.

Ранее для терригенной толщи девона (ТТД) в границах месторождений платформенной зоны Башкортостана была разработана литолого-петрофизическая модель [1]. Тем не менее, исследования, проведенные в последнее время, демонстрируют, что подход, учитывающий воздействие только классической глинистой составляющей на петрофизические характеристики алевро-песчаных коллекторов, обладает определенными недостатками. Это создает необходимость в дополнительном исследовании и анализе состава фракции пелитовой размерности.

Метод

Формирование указанной петрофизической модели для отложений ТТД осуществлялось в три основных этапа: первоначально проводилась литологическая классификация изучаемых коллекторов по керновому материалу, затем устанавливались зависимости между выделенными литотипами и их петрофизическими свойствами и, наконец, выполнялась проверка построенной модели по материалам ГИС.

Для построения петрофизической модели по скважинам, где на основе описания керна проведена литологическая типизация, был осуществлен комплекс лабораторных исследований стандартных образцов керна. В него входило измерение пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, электрических параметров, а также изучение гранулометрического и минералогического состава. Поскольку глинистость значительно влияет на петрофизические параметры, породы по данным гранулометрического анализа были распределены по группам в зависимости от размера зерен, с учетом доли пелитовой фракции [2]. Наблюдалась устойчивая тенденция роста содержания глинистой фракции по мере уменьшения зернистости пород.

Также хочется подчеркнуть, что полученная петрофизическая модель была апробирована по данным ГИС. При этом был задействован фонд скважин, в которых имеются керновые исследования и достаточно полный комплекс геофизических исследований. В результате по каждому петрофизическому классу, выделенному по керну, были построены распределения геофизических параметров: по глинистости ($K_{гл}$), по двойным разностным параметрам гамма-каротажа ($\Delta J_{гк}$), нейтронного каротажа ($\Delta J_{нк}$), по пористости (K_p), по акустическим параметрам и плотности породы (ГГК-п).

По распределению параметров ГИС выявлено, что дифференциация выделенных петрофизических классов по глинистости (а следовательно, и по двойному разностному параметру гамма-каротажа) более существенна (рис. 1, 2). Остальные параметры имеют большую зону перекрытия.

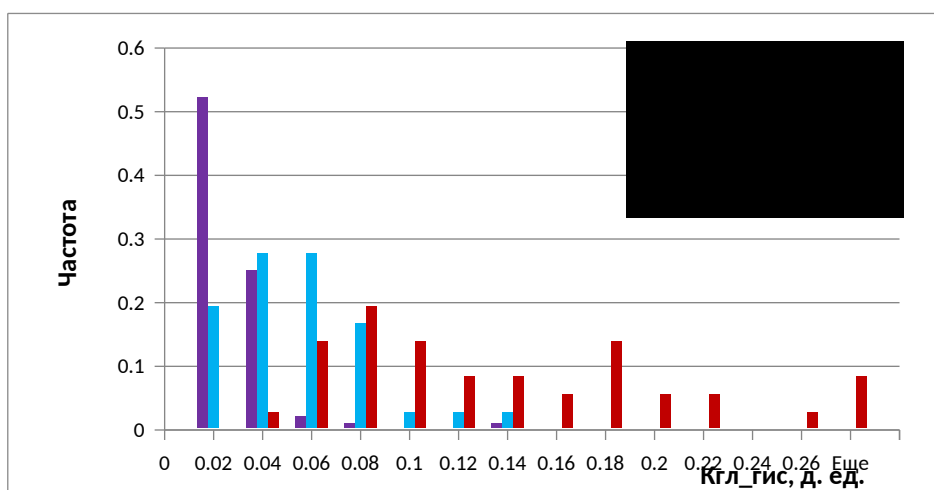


Рисунок 1. Распределение коэффициента глинистости, рассчитанного по ГИС в петроклассах, выделенных по керну

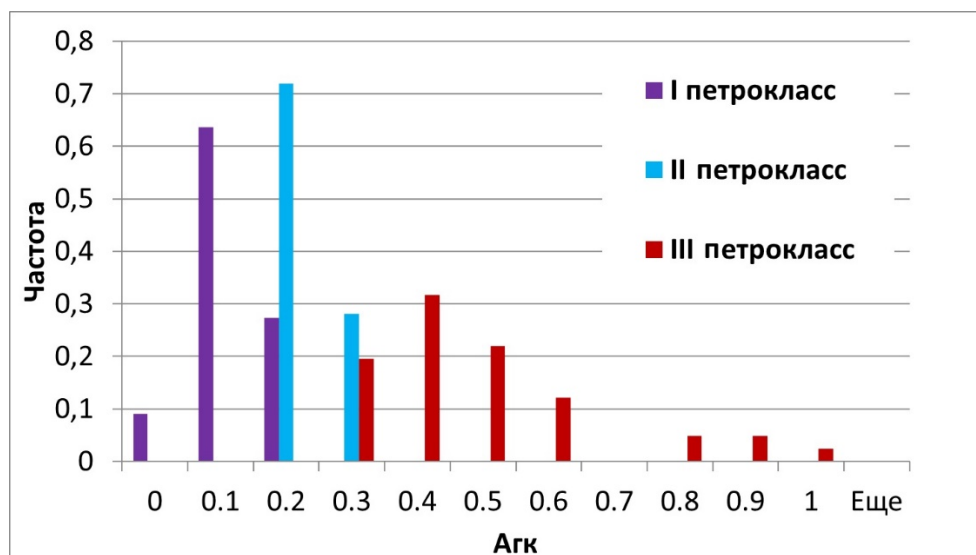


Рисунок 2. Распределение двойного разностного параметра, рассчитанного по ГИС в петроклассах, выделенных по керну

Поэтому параметр глинистости был положен в основу разделения пород по ГИС, при этом граничные значения пористости и проницаемости получены на керне через расчет динамической пористости со следующими граничными значениями выделенных петроклассов [1]:

I.Кп = 8 %, Кпр = 2,0 мД, Кпэф.гр = 2,5 %, Кгл.гр = 4 %.

II.Кп = 9 %, Кпр = 2,0 мД, Кпэф.гр = 3,5 %, Кгл.гр = 8 %.

III.Кп = 12 %, Кпр = 2,0 мД, Кпэф.гр = 6,5 %, Кгл.гр = 10,5 %.

Однако данная методика имеет ограничения при дифференциации коллекторов, на которых оказали эпигенетическое воздействие движущиеся по тектоническим нарушениям минерализованные и гидротермальные воды.

Обнаружено, что в этом случае минералогический состав пелитовой фракции, определенный по данным гранулометрии ситовым методом, не имеет зависимости с замеренными фильтрационно-емкостными свойствами, что в первую очередь определяется отсутствием глинистых минералов по данным рентгеноструктурного анализа (РСА).

Проведенные новые исследования показали, что пелитовая фракция представлена кварцевыми минералами, состоящими из зерен размерности от 1 до 10 мкм по длинной оси, что приводит к неправильной оценке глинистости, которая определяет петрофизический класс и, соответственно, прогноз ФЕС по данным керна и ГИС (рис. 3).

Существенные различия данных гранулометрического и минералогического состава в оценке глинистости алевролитов,

залегающих в кровельной части пашийского горизонта, были выявлены в скважине 2.

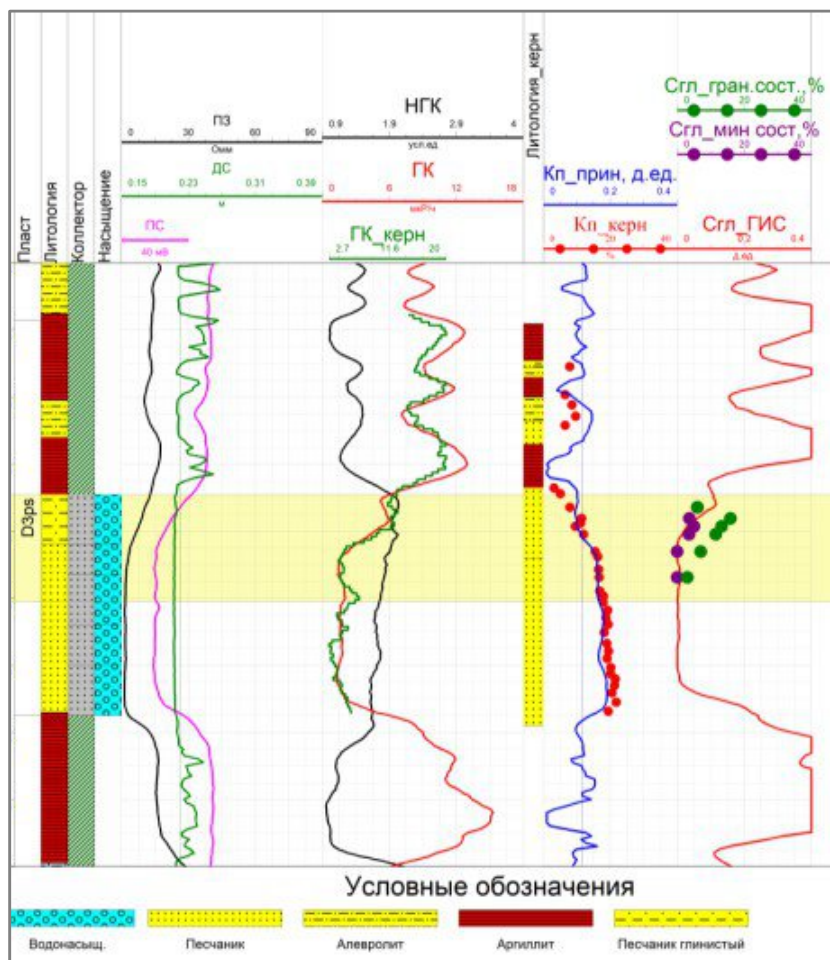


Рисунок 3. Сопоставление глинистой составляющей, определенной по данным гранулометрии ситовым методом и методом рентгеноструктурного анализа (РСА) в скважине 2

Данный интервал характеризуется невысокими значениями глинистости по результатам минералогического состава (0–2,3 %) и повышенными значениями (6–16 %) по гранулометрии.

Одновременно с этим отмечается лучшая сопоставимость результатов определения глинистости по методу ГИС и минерального состава по керну.

По описанию полноразмерного керна эта часть пашийского пласта достаточно однородна.

Для обоснования причин различия исследуемых алевролитов в пашийском горизонте были дополнительно заказаны исследования рентгенофлуоресцентного анализа по оценке глинистости (РФЛА) и

изучение сколов пород из данного интервала под сканирующим электронным микроскопом (СЭМ).

Результаты РФЛА показали, что химический состав в исследуемом интервале соответствует в большей степени минералам, образующим зерна кварца (таб. 1).

Таблица 1. Результаты рентгенофлуоресцентного анализа по оценке глинистости в скважине 2

Мин. состав, % (РФА) / Chemical Composition					
QA Ibite	QC linochlore 1	Q Kaolinite 1A	Q musc2m 1	Qorthocla se	QSiO2p3221
0	0,69	4,49	1,02	0,77	93,03
0,33		4,96	1,41	0,19	93,11
0	0,69	4,49	1,02	0,77	93,03
0	0,63	1,77	0,88	0,19	96,53

Таким образом, отсутствие глинистости по методу РФА согласуется с результатами, полученными по минералогическому составу.

Результаты исследования на СЭМ показали, что наряду с «типичными» зернами кварца отмечается значительная доля обломков угловатой, неправильной формы кварца мельчайших размеров (от 5 мкм). Данная размерность кварца в гранулометрии попадает в пелитовую составляющую (рис. 4).

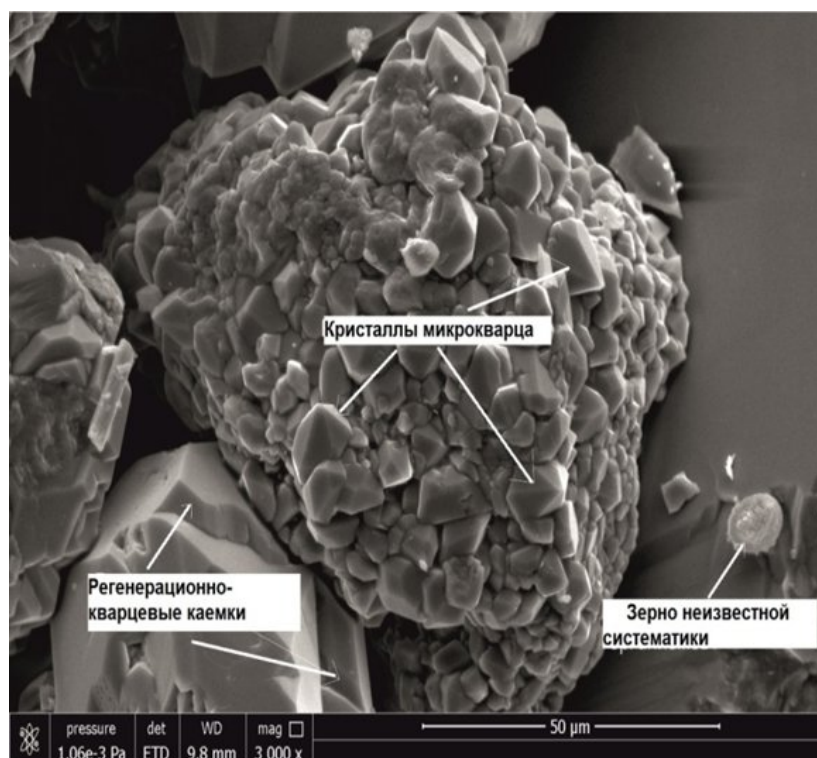


Рисунок 4. Результаты исследования данного интервала в скважине 2 под сканирующим электронным микроскопом

Кроме того, в скважине 3 выявлено, что изменчивость фильтрационных свойств пород первого и второго петрофизического класса тесно связана с их текстурными особенностями (рис. 5): при одинаковом фракционном составе породы различаются по фильтрационно-емкостным характеристикам. Эта особенность в большей степени отражается на параметре проницаемости, однако не находит должного представления в рамках существующей петрофизической модели, основанной преимущественно на гранулометрии.

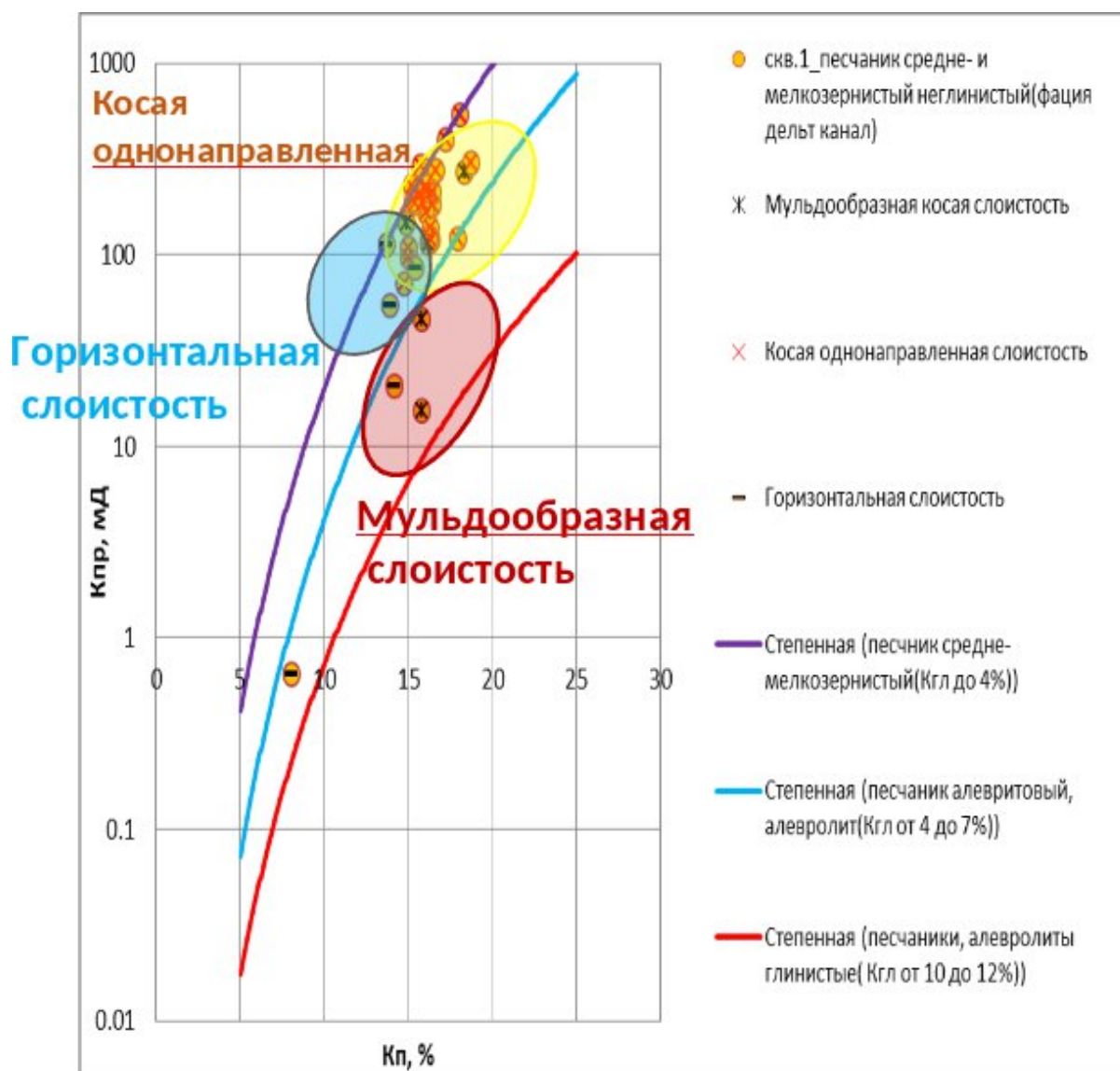
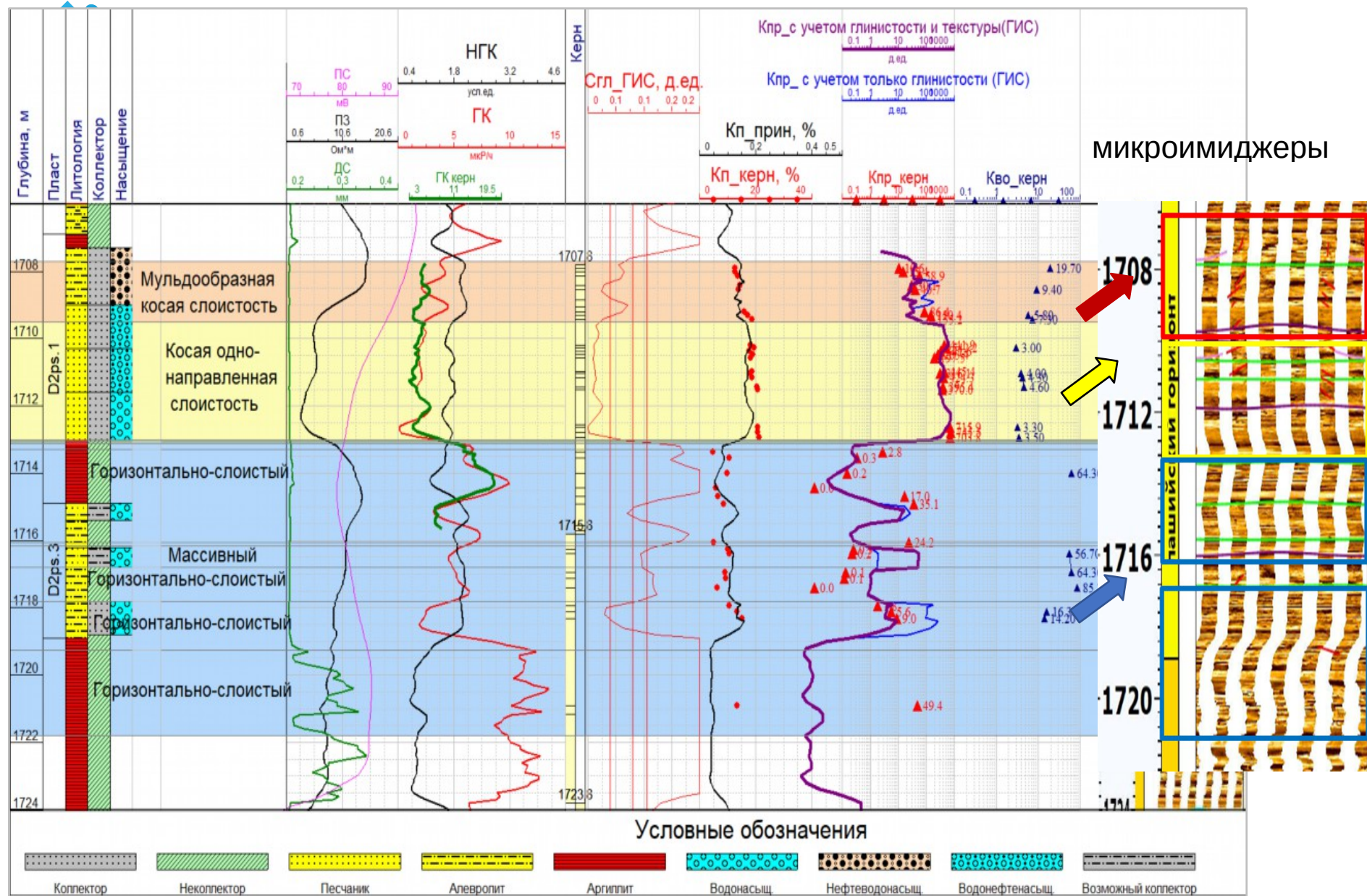


Рисунок 5. Пример влияния текстурных особенностей на фильтрационные свойства пород первого и второго петрофизического класса

Этот факт делает методологию прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), опирающуюся исключительно на размеры зерен, недостаточно эффективной. В связи с чем для построения достоверной петрофизической модели возникает необходимость комплексного подхода, учитывающего не только структурные, но и текстурные параметры горных пород.

На представленном далее рисунке 6 демонстрируется результат интерпретации данных о текстуре, полученных с помощью микроимиджеров. Проведенное сопоставление расчетных значений проницаемости, при котором петрофизический класс определялся с учетом текстурных неоднородностей показало существенно лучшую сходимость с кеновыми данными по сравнению с результатами, учитывающими только глинистость пород.



микроимиджеры

Рисунок 6. Пример сопоставления с керновыми данными расчетных значений проницаемости по ГИС с учетом текстурных неоднородностей и глинистости

Аналогичное влияние текстурного фактора на ФЕС отмечается и при интерпретации материалов по скважине 4 изучаемого региона. В данном случае одним из элементов, определяющим неоднородность коллектора, является интенсивная биотурбация. В скважине 4 по данным электрического сканера отмечается наличие биотурбации — коллекторы переведены в III петроклас, что подтверждается макроописанием керна (алевролит биотурбированный) (рис. 7).

В этой же скважине ярким примером, подтверждающим необходимость учета структурных особенностей, является интервал, где применение ядерно-магнитного каротажа позволило идентифицировать неглинистый алевролит в связи с отсутствием диапазона спектра ЯМК, характерного для крупных пор, свойственных песчаникам (рис. 7). В итоге в интервалах 1998,3–1999,6 м и 2001,6–2004,1 м уточнены типы коллекторов по данным ЯМК, что позволило рассчитать коэффициент проницаемости по зависимостям II петрокласа.

При обработке данных стандартного комплекса ГИС (ГК, НК, ПС) эти интервалы были бы ошибочно отнесены к разряду неглинистых песчаников I петрофизического класса, что автоматически привело бы к завышенной оценке его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Таким образом, включение в комплекс ГИС методов высокого разрешения, в частности микроимиджеров и ядерно-магнитного каротажа, является критически важным для применения петрофизических уравнений с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств, позволяя избегать ошибок при прогнозе продуктивности коллекторов.

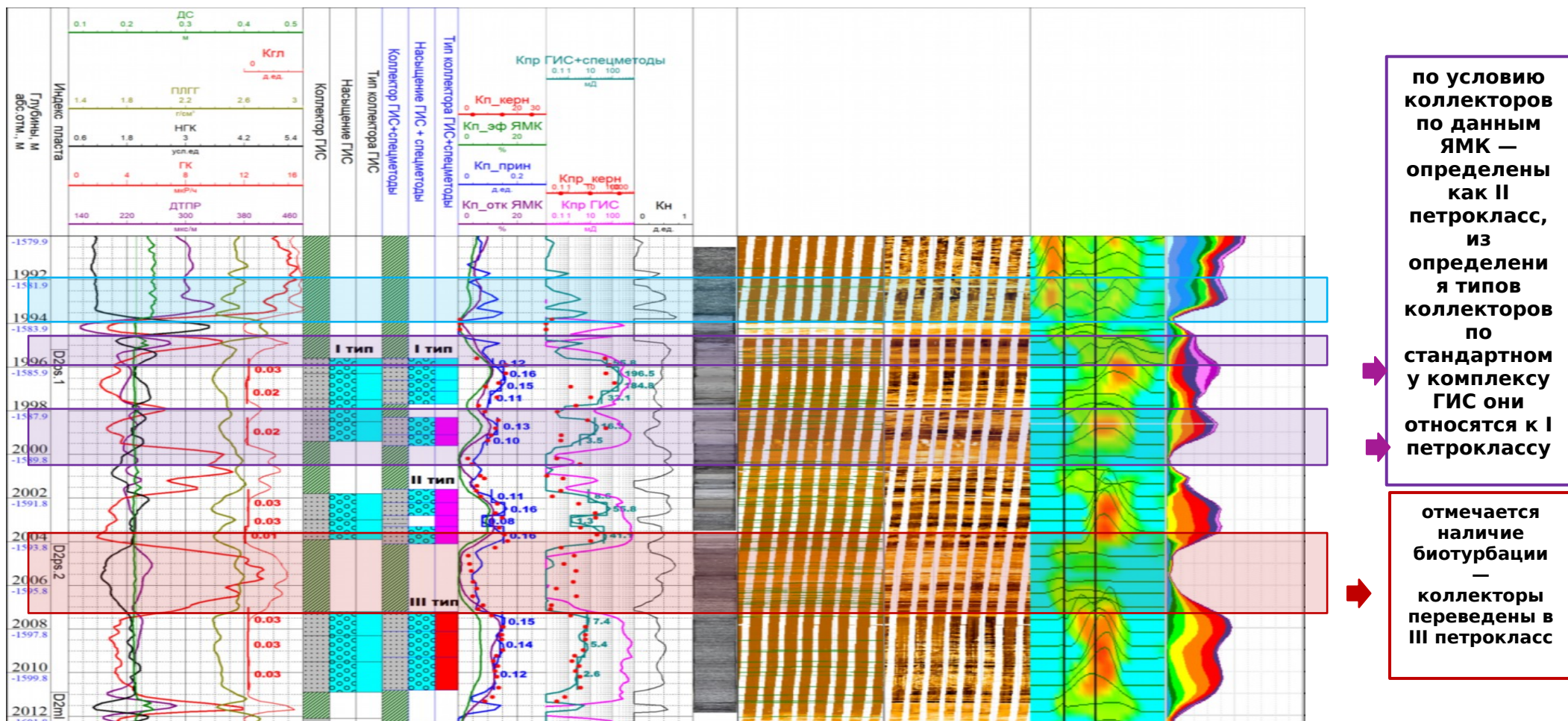


Рисунок 7. Пример интеграции расширенного комплекса ГИС для совершенствования петрофизического моделирования

Выводы

Предложена петрофизическая модель песчано-алевролитовых пород терригенного девона. Установлено, что увеличение содержания глинистой фракции при одновременном уменьшении размера зерен пород позволяет использовать данный критерий для более уверенной дифференциации отложений стандартным комплексом методов ГИС. Однако приведенные в статье примеры показывают, что модель, созданная на основе влияния глинистости отложений на петрофизические параметры, имеет ряд ограничений и требует дополнительного изучения, анализа литологии данных пород. Помимо глинистости, которая в настоящий момент является определяющим критерием при ранжировании пород терригенной толщи девона методами ГИС, необходимо учитывать текстурно-структурные особенности пород, которые могут быть диагностированы специальным комплексом ГИС (электрические микросканеры и метод ЯМР). Анализ структурного состава пород по данным исследования керна должен кроме традиционных исследований гранулометрического состава включать исследования РСА и СЭМ. Предложенная петрофизическая модель песчано-алевролитовых пород терригенного девона позволяет достоверно оценивать коллекторские свойства не только в этом регионе, но и в соседних областях со схожим геологическим строением.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Амекачевой Ф. Ф., к. г.-м. н. Комилову Д. У. и Николаеву А. А. за ценный вклад в исследование и предоставленные материалы.

Список литературы

1. Нигматзянова А. М. Классификация коллекторов по петрофизическим параметрам отложений терригенной толщи девона платформенной части Республики Башкортостан / Нигматзянова А. М., Бурикова Т. В. [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 4. — С. 22–26.

References

1. Nigmatzyanova A. M. Classification of reservoirs based on petrophysical parameters of the Devonian terrigenous sequence in the platform part of the Republic of Bashkortostan / Nigmatzyanova A. M., Burikova T. V. [et al.] // Oil Industry. — 2017. — No. 10 (in Russ.).