

**Оценка литологического состава карбонатных пород пермского
возраста с целью уточнения подсчетных параметров**

Г. А. Смоляков*, Н. В. Гильманова, А. В. Сивкова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

**e-mail: SmolyakovGA@tmn.lukoil.com*

Аннотация. Для определения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород пермского возраста была использована методика расчленения разреза с учетом преобладающих для конкретного геологического возраста ископаемых организмов. Было отмечено высокое содержание кремнезема в нижнеартинских отложениях Торавейского и Варандейского месторождений Республики Коми. Наличие кремния связано с увеличением популяции кремнистых губок в данный период осадконакопления, этот факт стал причиной максимальных значений пористости и проницаемости в соответствующих интервалах. Однако это же стало причиной высоких значений коэффициента остаточной водонасыщенности и, как следствие, низких дебитов нефти из нижнеартинского яруса. Необходимость детальной корреляции и учета содержания ископаемых организмов в составе пород при расчленении разреза скважин заставили провести систематизацию имеющегося фактического материала по керну и геофизическим исследованиям скважин. Стал очевидным тот факт, что выделение коллекторов и ярусов на качественном уровне не представляется возможным, поэтому были предложены количественные оценки параметров, которые для верхне- и нижнеартинских отложений существенно различаются и позволяют расчленить разрез скважины.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы; нерастворимый остаток; комплексообразование; коэффициент нефтенасыщенности

**Assessing the lithological composition of carbonate rocks of the Permian age
in order to clarify calculated parameters**

Gennady A. Smolyakov*, Natalia V. Gilmanova, Anastasia V. Sivkova

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

**e-mail: SmolyakovGA@tmn.lukoil.com*

Abstract. The article deals with the determination of the reservoir properties of Permian-age carbonate rocks. There is a section dissection technique, taking into account the fossil organisms prevailing for a particular geological age. It was noted a high content of silica in the lower Artinskian deposits of Toravey and Varandey fields of the Komi Republic. The presence of silicon is associated with an increase in the population of siliceous sponges during this period of sedimentation; this fact caused the maximum values of porosity and permeability in the corresponding intervals. However, this was also the reason for the high values of the residual water saturation factor and, as a result, low oil flow rates from the lower Artinskian stage. The need for detailed correlation and accounting for the content of fossils in the rocks when dissecting the well section made it necessary to systematize the available actual material on core and well testing. It became obvious that the sepa-

ration of reservoirs and stages at the qualitative level isn't possible, so quantitative estimates of the parameters that are significantly different for the upper and lower Artinskian deposits and allow you to dissect the well section were proposed.

Key words: carbonate reservoirs; insoluble residue; complexation; oil-saturation factor

Введение

Нижнепермские (артинские) отложения Торавейского и Варандейского месторождений Республики Коми представлены высокоомной карбонатной и слаботерригенно-карбонатной толщей в кровле артинского яруса, низкоомной карбонатно-терригенной толщей в подошве артинского яруса.

Существуют большие трудности при выделении коллекторов, а также оценке их свойств, так как этим породам присущ ряд особенностей: наличие различного количества кремнезема (содержание нерастворимого остатка), порово-каверно-трещинная пористость [1, 2].

В связи с этим задача обоснования способов оценки по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) пористости и остаточной водонасыщенности с целью создания методики интерпретации для такого типа отложений является актуальной.

Объект и методы исследования

Первоочередной ставится задача обосновать количественные параметры: пористость и остаточную водонасыщенность для создания методики интерпретации сложнопостроенных карбонатных отложений Торавейского и Варандейского месторождений.

Нижнепермский резервуар на Торавейском и Варандейском месторождениях представлен пятью ярусами нижнего отдела пермской системы. Продуктивными считаются ассельский, сакмарский и артинский ярусы.

Отложения ассельского яруса в основном состоят из известняков, сложенных постройками коралловых полипов: в северной части образовавшихся на шельфовом мелководье, в центральной части разреза была сформирована из них массивная карбонатная банка, на юге данные отложения формировались в относительно глубоководной части шельфа.

Характерная особенность отложений данного яруса — наличие большого количества фораминифер — фузулинид, что помогло при геохронологическом расчленении разреза, некоторые авторы (Т. В. Филимонова, Е. Е. Сухов, К. Г. Вискунова и др.) [3–5] называют данный ярус фузулинидовой зоной [6] (рис. 1).

Коллекторские свойства пород ассельского времени, где доминируют известняки биоморфно-детритовые и биогермные, в целом неоднородны, при этом отмечено явное преобладание низкопроницаемых пород с невысокой пористостью. Различия в составе пород (известняк биоморфно-детритовый, биогермный или органогенно-детритовый) не отражаются на значениях пористости и проницаемости. В шлифах заметно хаотичное распределение битуминозного органического вещества, то есть без приуроченности его к какой-то определенной составляющей известняка. Кроме того, только в данном интервале установлены внутриформенные поры вы-

шелачивания, возникшие в деформированных (раздробленных) раковинах фузулинид, связанных с перекристаллизацией. Вместе с тем в подавляющем большинстве шлифов из пород ассельского времени открытых пор не установлено, невзирая на высокую степень перекристаллизации карбоната (см. рис. 1).

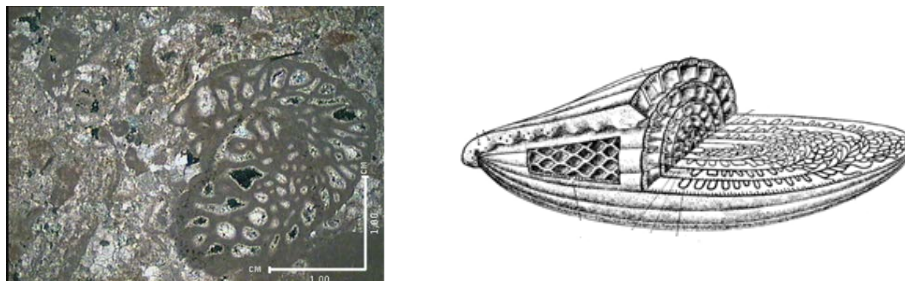


Рис. 1. Известняки биоморфно-пелитоморфные, неяснослойчатые, с интенсивно развитыми текстурами уплотнения и фрагментами раковин фузулинид (фотография шлифа + схематическое изображение микроорганизма)

Сакмарский ярус, перекрывающий рифовые постройки асселя, состоит из тех же карбонатных отложений, только переработанных волновой и штормовой деятельностью. При детальном изучении описания керна было отмечено, что данные известняки имеют в своем составе один из основных породообразующих компонентов — микрокодиевые водоросли. Наличие данных растений указывает на значительное снижение солености и увеличение газообмена за счет континентальных речных вод [7–9].

В ассель-сакмарских биоморфно-детритовых и биогермных известняках присутствует, иногда в значительном количестве, пелитизированный кальцит, данная разновидность замещает цемент или же образует форменные элементы структуры породы, в последнем случае получают тонкие каймы коротко-шестоватого строения. Кальцитизация в целом и данном случае значительно ухудшает коллекторские свойства пород.

Известняки асселя и сакмара так же, как и артинские постройки, имеют в своем составе кремний, однако характер и состав минеральных фаз окремненных участков существенно меняется. Пятна окремнения неправильной формы размерами 0,2–20 мм, распределены неравномерно, их приуроченность не зависит от литологической разновидности и состава известняков. Преобладающей фазой остается халцедон, но минеральный агрегат другой: в нем преобладают лучистые, листоватые, сферолитоподобные формы. Халцедон загрязнен пелитоморфными включениями, контуры многих замещенных им форменных элементов сохраняются. Вместе с тем, на значительной части данных ярусов участки окремнения отличаются хорошо проявленным секреторным строением и халцедон-кварцевым составом выполнения. При этом в разнотекстурном кварцевом агрегате, заполняющем внутренние части секретов, многие кристаллы отличаются хорошей огранкой и не содержат включений матрицы, что определенно указывает на их свободный рост в пустотах. Следовательно, здесь окремнение, своим появлением, обязано действию не только коллоидных рас-

творов, но и гидротерм. Различные виды силификации по-разному влияют на коллекторские свойства пород. Если массовое окремнение известняков артинского возраста приводило к увеличению пористости, трещиноватости и, как итог, к улучшению коллекторских свойств, то пятнистое окремнение ассельско-сакмарских пород приводит к обратному результату.

Рассмотрим подробнее артинский ярус, который делится на нижние и верхние (нижнюю и верхнюю пачку) отложения, которые также в значительной части перекристаллизованы. В известняках артинского возраста перекристаллизации карбоната подверглись как многие форменные элементы, так и тонкозернистый цемент. Следствием этого являются потеря многими органогенными обломками своих диагностических особенностей, а также появление «псевдосгустковых» структур в цементе. Перекристаллизация такого рода в целом улучшает коллекторские свойства, так как увеличивается капиллярная пористость.

Отличительной особенностью нижнеартинских отложений является валовое увеличение кремнистого материала в составе пород, связанное с ростом распространения в морской фауне колоний кремнистых губок. Это стало возможным в связи с резкой сменой фациальной обстановки — увеличением уровня океана от 100 до 600 м; также еще один фактор определяет существование губок в водоеме — соленость воды (морским губкам для благопривычного проживания необходима концентрация соли от 25 до 35 г/л, при солености менее 13 г/л они вымирают).

Помимо того, что губки являются одними из древнейших сохранившихся живых существ на земле, эти беспозвоночные животные используют необычный способ поддержания жесткости своих тел — синтезируют стекло или кремний. Внутри тел губок имеются твердые структуры, называемые спикулами, — это минеральные образования, состоящие из аморфного кремнезема; спикулы растут и развиваются, образуя разнообразные формы: от остроконечной иглы до шарообразной сферы или снежинки. Именно эти кремнистые агрегаты даже после разрушения и перекристаллизации дают в конечном итоге высокие значения подсчетных параметров — пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Породы нижней пачки артинского яруса — средней плотности, крепкие, с высокой новообразованной пористостью (до 20–24 %), высокой нефтенасыщенностью, неравномерно (зачастую интенсивно) трещиноватые. Для пород этой пачки характерно повышенное содержание нерастворимого остатка (органический кремний), которое изменяется от 0,74 до 91 % и составляет в среднем 52 % [10, 11]. Емкостное пространство пород, составляющих пачку, определяется преимущественно первичными пустотами, представленными субкапиллярными и капиллярными порами и в значительно меньшем объеме вторичными пустотами. Вторичные поры (поры выщелачивания) приурочены в основном к трещинам и кальцитизированным органическим остаткам. Вторичная пористость выщелачивания и перекристаллизации по шлифам не превышает 5–7 %, в породе распределена неравномерно.

По данным ГИС, нижнеартинский интервал характеризуется сниженными значениями удельного электрического сопротивления ($U_{ЭС}$), повышенными значениями расчетной пористости по методам акустического каротажа (АК),

Верхняя часть артинского яруса представлена известняками серыми неравномерно линзовидно-окремненными (линзы — до 10–13 см). Известняки детритовые, детритово-пелоидные, шламово-детритовые и органогенно-детритовые. Породы крепкие, плотные, низкопроницаемые (до 2–6 %), неравномерно трещиноватые. Породы имеют более пеструю окраску, возникшую вследствие чередования прослоев органогенно-детритового и биоморфно-детритового известняков, пятен и зон перекристаллизации и окремнения и неравномерной нефтенасыщенности. Органогенно-детритовый известняк более изменен и перекристаллизован, чем биоморфно-детритовый.

Верхняя часть артинского яруса — известняки органогенно-детритовые, с неслойчатой текстурой, в целом однородные, с линзовидными участками окремнения. Породы средней и высокой крепости, с относительно невысокой ($< 3-8\%$) тонкой ячеистой пористостью, трещиноватые. Содержание нерастворимого остатка в них варьирует в основном от 0,1 до 92,3 % и составляет в среднем 17 %, что обусловливается снижением популяции ко-

лоний кремнистых губок и увеличением количества бентосных мшанок, криноидей, брахиоподов (рис. 3) [14, 15].

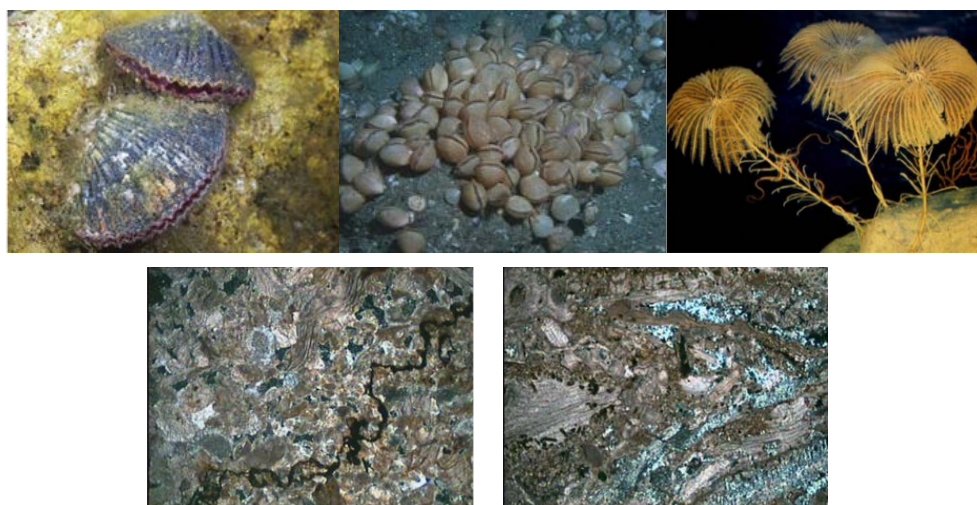


Рис. 3. Известняки органогенно-детритовые с многочисленными останками мшанок, криноидей, брахиоподов (фотографии шлифов + реальные изображения колоний организмов)

По ГИС данный интервал характеризуется повышенными значениями УЭС, более низкими значениями расчетной пористости по методам каротажа: акустического каротажа (АК), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т).

При сопоставлении скважинной геофизической информации и данных по керну стало очевидным, что произвести выделение коллекторов и ярусов на качественном уровне по ГИС не всегда представляется возможным, из-за различного по качеству каротажа и достаточно вторично измененных карбонатных отложений.

В данном случае были предложены для расчленения разреза скважин количественные оценки параметров, которые для верхне- и нижнеартинских отложений существенно различаются, что подтверждается фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и структурой пород [16, 17]. Граничные значения коллекторов приведены в таблице 1 и на рисунках 4 и 5.

Таблица 1

Граничные значения ФЕС для продуктивных отложений Торавейского и Варандейского месторождений

Параметр	$K_{пф.гр.}, \%$	$K_{п.гр.}, \%$	$K_{пр.гр.}, мД$	$K_{во.гр.}, \%$
P_{1art}^B	0,72	4,1	0,125	81
P_{1art}^H	3,2	13,4	0,64	65,5

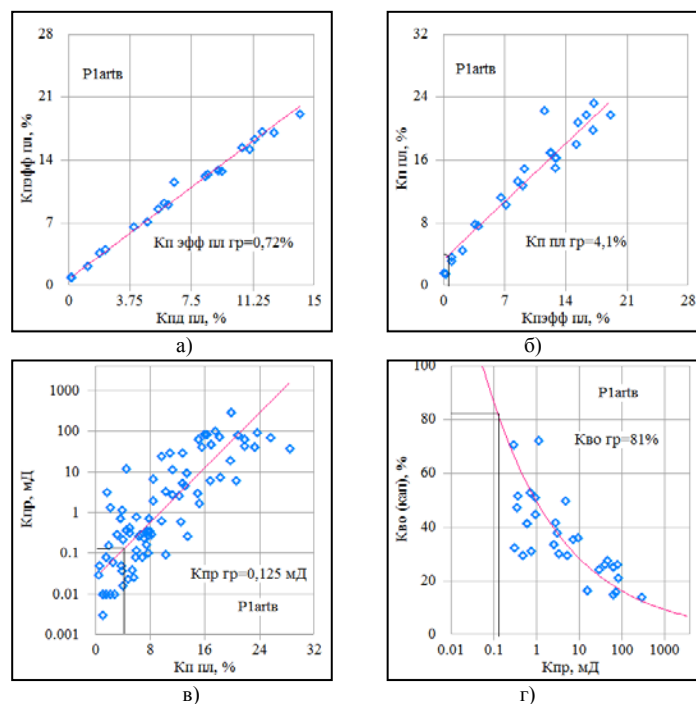


Рис. 4. Обоснование граничных величин для продуктивных пермских верхнеартинских отложений P_{1art}^6 Торавейского и Варандейского месторождений: а) эффективной пористости; б) открытой пористости; в) проницаемости; г) остаточной водонасыщенности

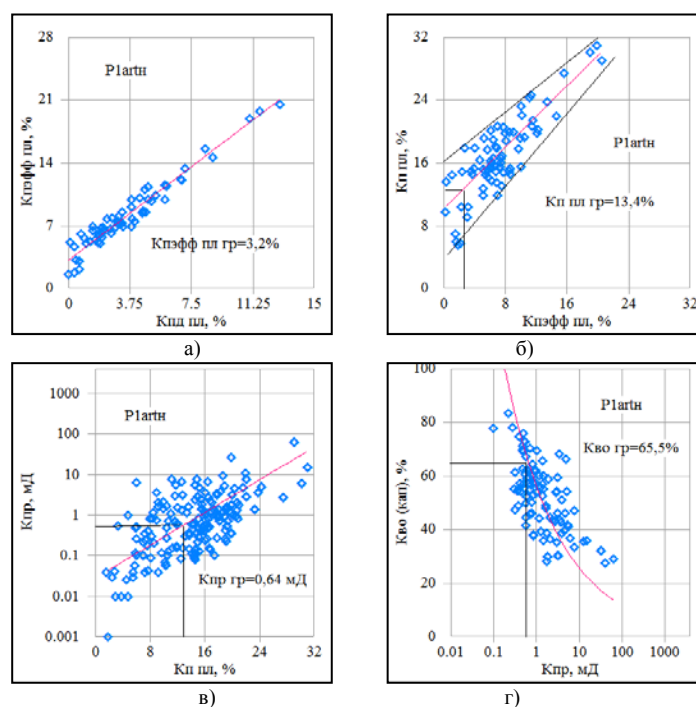


Рис. 5. Обоснование граничных величин для продуктивных пермских нижнеартинских отложений P_{1art}^6 Торавейского и Варандейского месторождений: а) эффективной пористости; б) открытой пористости; в) проницаемости; г) остаточной водонасыщенности

Результаты

Оценка коэффициента пористости проводилась несколькими способами. Лучшие результаты получены при комплексировании методов гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) — водородосодержание по нейтронному каротажу по тепловым нейтронам $W(\text{ННК-Т})$ и акустического каротажа (АК) (рис. 6). Использование представленных палеток для определения расчетных параметров значительно упрощает процесс обработки входной информации.

Для расчета концевых точек палеток при определении емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа использованы таблицы параметров из методических указаний И. В. Головацкой и др. (табл. 2) [2].

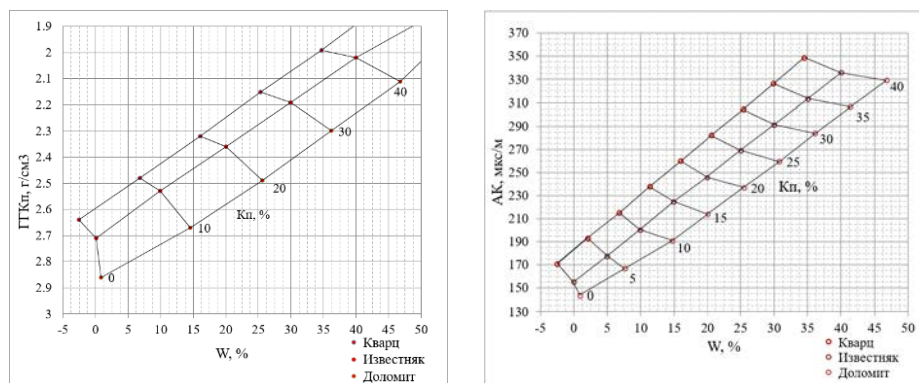


Рис. 6. Комплексные палетки ГГКп- W и АК- W для определения литологического состава, содержания кремнезема и пористости

Таблица 2

Концевые значения для комплексных палеток определения пористости по методам ГИС, ГГКп- W и АК- W

Параметр	Кварц	Известняк	Доломит
ГГКп, г/см ³	2,65	2,71	2,87
АК, мкс/м	170	155	142
$W(\text{ННК-Т})$, %	–2	0	1

Плюсом использования представленных палеток и комплексирования является дополнительное получение значений нерастворимого остатка вне зависимости от характера насыщения (нефть или вода).

Ранее было отмечено, что основное содержание нерастворимого остатка приходится на породы нижнего артинского яруса $P_{\text{арт}}^{\text{H}}$, для определения этого параметра по ГИС было проведено сопоставление содержания нерастворимого остатка со значениями УЭС в зоне предельного насыщения при эффективном давлении с градацией по пористости, определенной на керне пород (рис. 7), УЭС породы определялось по результатам исследования керна при разных значениях водонасыщенности при условиях, моделирующих пластовые [18].

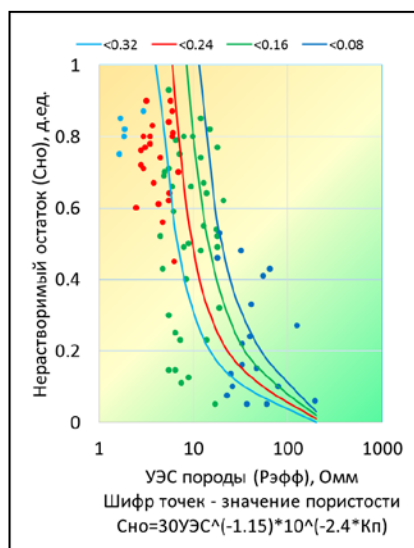


Рис. 7. Сопоставление содержания нерастворимого остатка и УЭС породы с градацией по пористости при условиях, моделирующих пластовые

По данному сопоставлению получена трехмерная зависимость, описываемая уравнением

$$C_{но} = 30 \cdot УЭС^{(-1,1)} \cdot 10^{(-2,4 \cdot K_{п\text{пл}})}, \text{ д.ед.} \quad (1)$$

где $C_{но}$ — содержание нерастворимого остатка; УЭС — удельное электрическое сопротивление, Ом · м; $K_{п\text{пл}}$ — коэффициент пористости в пластовых условиях, д.ед.

Сходимость результатов расчета по ГИС и керну высокая (рис. 8).

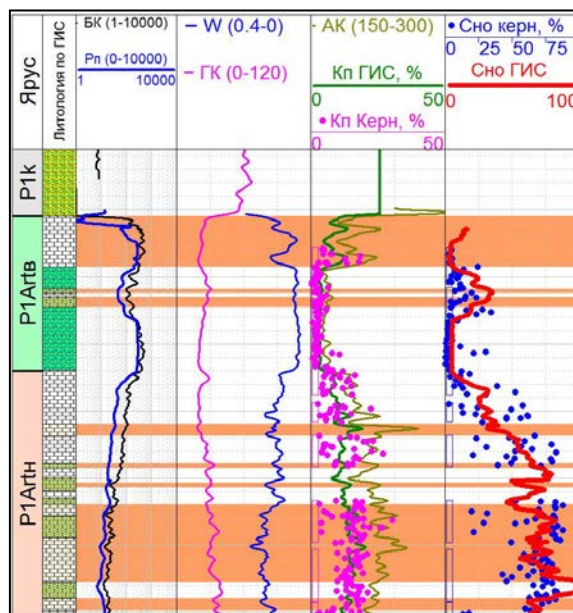


Рис. 8. Сопоставление содержания нерастворимого остатка, определенного по данным керна и ГИС по зависимости $C_{но}$ ($K_{п}$, УЭС)

Определение коэффициента нефтенасыщенности (K_n) в зоне предельного насыщения проводилось как $K_n = 100 - K_{во}$. $K_{во}$ рассчитывалось по двумерному сопоставлению с проницаемостью и по трехмерной связи (2).

$$K_{во} = ((5,6^{C_{но}})/(K_{пл} \cdot 60))^{0,9}; \quad (2)$$

где $K_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности, д.ед.; $C_{но}$ — содержание нерастворимого остатка, д.ед., $K_{пл}$ — коэффициент пористости в пластовых условиях, д.ед.

Сопоставление значений коэффициента нефтенасыщенности (K_n), определенных по УЭС (по методике Арчи — Дахнова) со значениями остаточной водонасыщенности, показало правильность использования уравнений $P_n(K_n)$ (параметр пористости от K_n) и $P_n(K_v)$ (параметр насыщения от коэффициента водонасыщенности), разделенных по стратиграфическому принципу на верхнеартинскую и нижнеартинскую пачки, а расчет $K_{во}$ лучше производить с учетом $C_{но}$, в таком случае распределение ложится на линию равных значений (рис. 9) [19, 20].

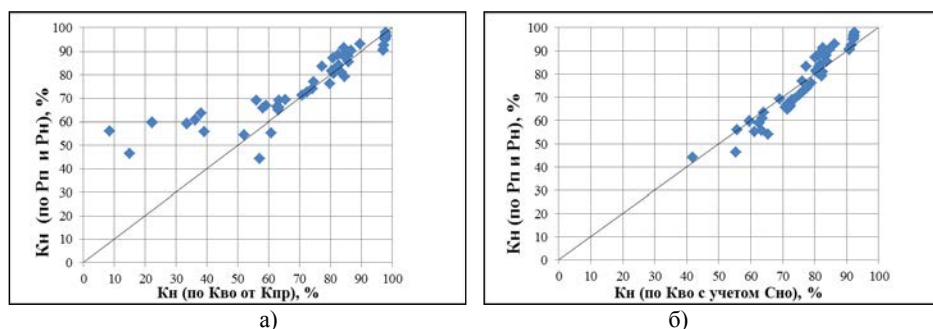


Рис. 9. Сопоставление коэффициентов нефтенасыщенности, определенных разными способами: а) по коэффициенту водонасыщенности ($K_{во}$) от коэффициента проницаемости ($K_{пр}$); б) по коэффициенту водонасыщенности ($K_{во}$) с учетом содержания нерастворимого остатка ($C_{но}$)

Обсуждение

Учет нерастворимого кремнистого остатка важен не только для определения подсчетных параметров, он также вносит значительный вклад в корреляционные работы. В качестве примера на рисунках 10 и 11 представлены схемы корреляции по профилю без учета и с учетом содержания нерастворимого остатка по керну и ГИС.

Из рисунков видно, что при выполнении корреляционных работ по методам ГИС только на качественном уровне, мощность верхнего артинского яруса сильно завышается, что подтверждается наличием высокого содержания в $P_{лат}^B$ нерастворимого остатка, тогда как при учете содержания нерастворимого остатка мы получаем истинные более низкие значения мощности пласта.

Из-за недостаточной мощности карбонатных отложений применять однозначно данные сейсмических профилей и моделей не представляется возможным, а полученные по данным ГИС и керна точно выделенные гра-

ницы кремнистых и карбонатно-кремнистых интервалов ярусов позволяют провести более корректную оценку запасов месторождений и спланировать их разработку и эксплуатацию.

Данная методика поможет при дальнейшей работе на Варандейском, Торавейском и подобных им месторождениях, где от изменения границ ярусов заметно зависят эффективные мощности.

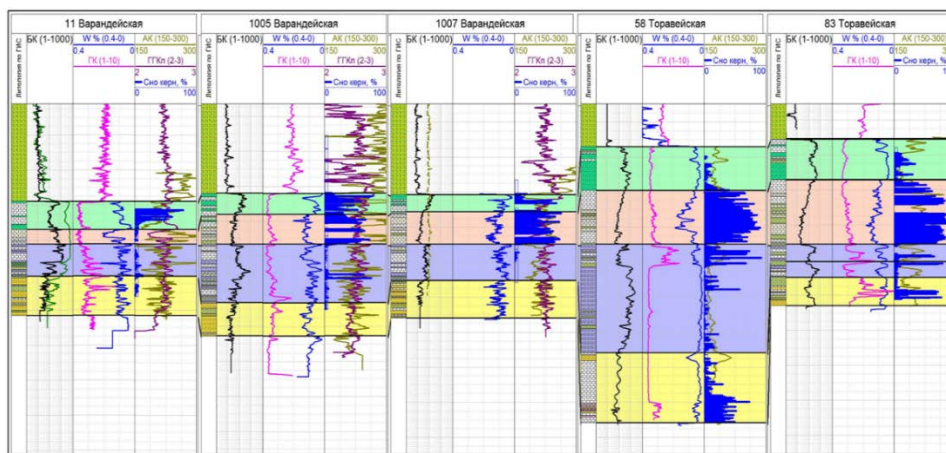


Рис. 10. Схема корреляции по профилю Варандейского месторождения без учета нерастворимого остатка по керну

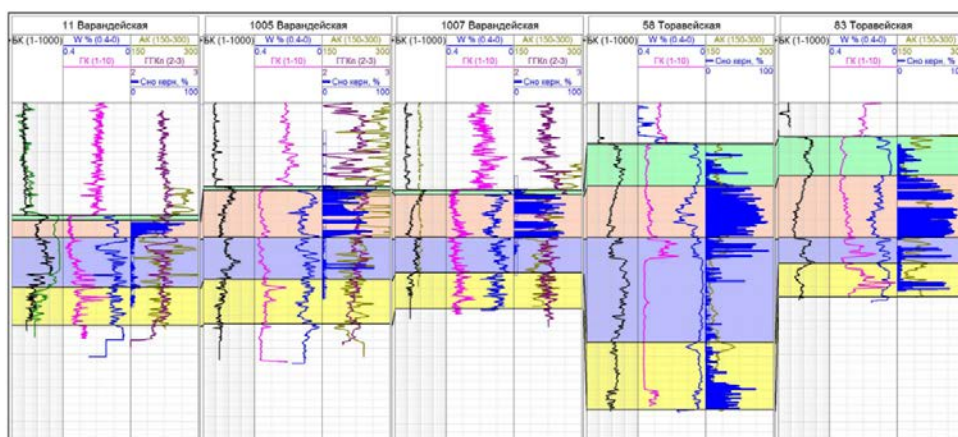


Рис. 11. Схема корреляции по профилю Варандейского месторождения с учетом нерастворимого остатка по керну

Выводы

- Для пластов пермского возраста при оценке параметров необходимо учитывать содержание кремнистого нерастворимого остатка.
- Общую пористость необходимо определять способом комплексирования методов ГИС, а именно акустического каротажа, гамма-гамма плотностного каротажа и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам.

- Установлено, что определение содержания нерастворимого остатка по ГИС имеет хорошую сходимость с керновыми данными при использовании трехмерного сопоставления содержания $C_{\text{но}}$ от коэффициента пористости и УЭС.

Библиографический список

1. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа объемным методом / Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Научно-производственный центр по геофизическим работам (НПЦ «Тверьгеофизика») ; под редакцией В. И. Петерсилье, В. И. Порокуна, Г. Г. Яценко. – Москва – Тверь : НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с. – Текст : непосредственный.
2. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток) / Министерство геологии СССР, Науч.-произв. об-ние «Сюзпромгеофизика», Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт геофизических методов исследований, испытания и контроля нефтегазоразведочных скважин ; составители: И. В. Головацкая [и др.]. – Калинин, 1984. – 111 с. – Текст : непосредственный.
3. Приуральский отдел пермской системы юго-восточной части Соль-Влецкого свода : биостратиграфия и литолого-фациальные особенности / Т. В. Филимонова, Е. Н. Горожанина, Т. Н. Исакова, В. М. Горожанин. – DOI 10.7868/S0869592X15010068. – Текст : непосредственный // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2015. – Т. 23, № 2. – С. 17–42.
4. Сухов, Е. Е. Сопоставление пермских морских отложений печорской провинции по фораминиферам / Е. Е. Сухов. – Текст : непосредственный // Вестник поморского университета. Серия: естественные и точные науки. – 2006. – № 1. – С. 35–44.
5. Вискунова, К. Г. Прогноз литолого-фациальной зональности ассель-сакмарских отложений печорского моря в связи с их нефтегазоносностью / К. Г. Вискунова, О. И. Супруненко, Э. Н. Преображенская. – Текст : непосредственный // Геолого-геофизические характеристики литосферы арктического региона : сборник статей / Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и природных ресурсов Мирового океана, ВНИИОкеангеология. – Санкт-Петербург, 2002. – С. 147–156.
6. Грунис, Е. Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части тимано-печорской провинции / Е. Б. Грунис, И. А. Маракова, В. Б. Ростовщиков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 13–25.
7. Мандель К. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения северной части Тимано-Печорской провинции (Печорское море) : специальность 25.00.12. «Геология поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Мандель Ксения Александровна ; Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт. – Санкт-Петербург, 2005. – 190 с. – Текст : непосредственный.
8. Маракова, И. А. Условия и этапы формирования ловушек в пермских терригенных отложениях в северо-восточной части тимано-печорской провинции / И. А. Маракова, В. Б. Ростовщиков. – Текст : непосредственный // Ресурсы европейского севера. Технологии и экономика освоения. – 2017. – № 1. – С. 108–122.
9. Богданов, Б. П. Некоторые нерешенные задачи в геологии Тимано-Печорской провинции / Б. П. Богданов, А. А. Константинов, С. Э. Терентьев. – Текст : непосредственный // Рассохинские чтения. Материалы семинара памяти профессора, д. т. н. Геннадия Васильевича Рассохина посвящается. – Ухта : УГНТУ, 2009. – С. 74–81.
10. Гордадзе, Г. Н. Типизация нефтей Тимано-Печорской провинции по составу углеводородов-биомаркеров (стеранов и терпанов) / Г. Н. Гордадзе, В. И. Тихомиров. – Текст : непосредственный // Геохимия. – 2006. – № 3. – С. 332–344.

11. Наугольных, С. В. Палеофитогеография пермского периода / С. В. Наугольных. – Текст : непосредственный // Труды геологического института. – 2004. – № 550. – С. 194–220.
12. Хаин, В. Е. Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности восточно-арктических морей и их континентального обрамления / В. Е. Хаин, Н. И. Филатова, И. Д. Полякова. – Текст : непосредственный // Труды геологического института. – 2009. – № 601. – С. 1–227.
13. Дзюбло, А. Д. Геолого-геофизические исследования и модели природных резервуаров Баренцево-Карского региона с целью наращивания ресурсной базы углеводородов : специальность 25.00.12. «Геология поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Дзюбло Александр Дмитриевич ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2009. – 267 с. – Текст : непосредственный.
14. Холодилов В. А. Геология, нефтегазоносность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей : специальность 25.00.12. «Геология поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Холодилов Валентин Арсентьевич; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2006. – 217 с. – Текст : непосредственный.
15. Козяр, В. Ф. Принципы и критерии определения подсчетных параметров коллекторов и залежей сложного строения по данным геофизических исследований скважин : специальность 04.00.12 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Козяр Валерий Федорович. – Тверь, 1993. – 42 с. – Текст : непосредственный.
16. Тимонин, Н. И. Тектоника и нефтегазоносность Баренцево-Карского региона / Н. И. Тимонин. – Текст : непосредственный // Вестник института геологии Коми научного центра уральского отделения РАН. – 2007. – № 4 (148). – С. 12–14.
17. Шеин, В. С. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности баренцево-карского региона / В. С. Шеин, В. А. Шеин. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 34–55.
18. Биостратиграфия и литофации нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона : монография / В. П. Гаврилов, Н. Б. Гибшман, С. М. Карнаухов [и др.]. – Москва : Недра, 2010. – 255 с. – Текст : непосредственный.
19. История геологического развития баренцево-карского региона по результатам комплексного анализа региональной геолого-геофизической информации / Л. А. Дараган-Суцова, А. Д. Павленкин, В. А. Поселов [и др.] // Геолого-геофизические характеристики литосферы арктического региона / Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и природных ресурсов Мирового океана. – Санкт-Петербург, 2000. – С. 145–160. – Текст : непосредственный.
20. Калинина Е. А. Методика определения подсчетных параметров ГИС нижнепермских коллекторов Варандейского месторождения / Е. А. Калинина. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 7. – С. 60–69.

References

1. Petersil'e, V. I., Poroskun, V. I., & Yatsenko, G. G. (Eds.) (2003). Metodicheskie rekomendatsii po opredeleniyu podschetnykh parametrov zalezhey nefi i gaza ob'emnym metodom. Moscow - Tver, Tvergeofizika SPC Publ., 258 p. (In Russian).
2. Golovatskaya, I. V., Gulin, Yu. A., Enikeeva, F. Kh., Velizhanin, V. A., Zhuravlev, B. K., Kozyar, V. F.,... Rezvanov, R. A. (1984). Opredelenie emkostnykh svoystv i litologii porod v razrezakh neftegazovykh skvazhin po dannym radioaktivnogo i akusticheskogo karotazha (nastavlenie po interpretatsii s komplektom paletok). Kalinin, 111 p. (In Russian).
3. Filimonova, T. V., Isakova, T. N., Gorozhanina, E. N., & Gorozhanin, V. M. (2015). Cisuralian series of the permian system of the southeastern Sol-Iletsk swell: biostratigraphy and lithology. Stratigraphy and Geological Correlation, 23(2), pp. 131-154. (In English). DOI: 10.1134/S0869593815010062
4. Sukhov, E. E. (2006). Correlation of the Perm sea sediments sections of the Pechora coal basin on fine foraminifers. Vestnik pomorskogo universiteta. Seriya: estestvennye i tochnye nauki, (1), pp. 35-44. (In Russian).

5. Viskunova, K. G., Suprunenko, O. I., & Preobrazhenskaya, E. N. (2002). The prognosis of lithofacial zonality of Asselian-Sakmarian deposits within Pechora sea for their petroleum prospects. Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region. St. Petersburg, pp. 147-156. (In Russian).
6. Grunin, E. B., Marakova, I. A., & Rostovshchikov, V. B. (2017). Structural features and formation conditions of the permian terrigenous sequence and stages of non-anticlinal trap formation in the northeastern part of the Timan-Pechora province. Oil and gas geology, (1), pp. 13-25. (In Russian).
7. Mandel', K. A. (2005). Neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya severnoy chasti Timano-Pechorskoy provintsii (Pechorskoe more). Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. St. Petersburg, 190 p. (In Russian).
8. Marakova, I. A., & Rostovshchikov, V. B. (2017). Conditions and stages of formation traps in the Permian clastic sediments in the northeastern part of the Timan-Pechora province. Resources of the European North. Exploration technologies and economics, (1), pp. 108-122. (In Russian).
9. Bogdanov, B. P. Konstantinov, A. A., & Terentyev, S. E. (2009). Nekotorye nereshennye zadachi v geologii timano-pechorskoy provintsii. Ukhta, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 74-81. (In Russian).
10. Gordadze, G. N. & Tikhomirov, V. I. (2006). Typification of oils in the Timan-Pechora province according to the composition of hydrocarbon biomarkers (steranes and terpanes). Geochemistry international, 44(3), pp. 296-307. (In English).
11. Naugol'nykh, S. V. (2004). Paleofitogeografiya permskogo perioda. Trudy geologicheskogo institute, (550), pp. 194-220. (In Russian).
12. Khain, V. E., Filatova, N. I., & Polyakova, I. D. (2009). Tectonics, geodynamics and petroleum potential of the eastern arctic seas and their continental framing. Proceedings of the geological Institute. Geological Institute of the Russian Academy of Sciences Moscow, (601), pp. 1-227. (In Russian).
13. Dzyublo, A. D. (2009). Geologo-geofizicheskie issledovaniya i modeli prirodnykh rezervuarov Barentsevo-Karskogo regiona s tsel'yu narashchivaniya resursnoy bazy uglevodorodov. Diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk. Moscow, 267 p. (In Russian).
14. Kholodilov, V. A. (2006). Geologiya, neftegazonosnost' i nauchnye osnovy strategii osvoeniya resursov nefti i gaza Barentseva i Karskogo morey. Diss. dokt. geol.-mineral. nauk. Moscow, 217 p. (In Russian).
15. Kozyar, V. F. (1993). Printsipy i kriterii opredeleniya podschetnykh parametrov kollektorov i zalezhey slozhnogo stroeniya po dannym geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Tver, 42 p. (In Russian).
16. Timonin, N. I. (2007). Tektonika i neftegazonosnost' Barentsevo-Karskogo regiona Vestnik of institute of geology of Komi science center of Ural Branch RAS, (4(148)), pp. 12-14.
17. Shein, V. S. & Shein, V. A. (2011). Tectonic structure and oil and gas potential prospects of the Barents-Cara region. Oil and gas geology, (2), pp. 34-55.
18. Gavrilov, V. P., Gibshman, N. B., Karnauhov, S. M., Holodilov, V. A., Cemkalo, M. L., & Shamalov, Yu. V. (2010). Biostratigrafiya i litofatsii neftegazonosnykh otlozheniy Barentsevo-Karskogo regiona. Moscow, Nedra Publ., 255 p. (In Russian).
19. Daragan-Sushchova, L. A., Pavlenkin, A. D., Poselov, V. A., Murzin, R. R., & Daragan-Sushchov, Yu. I. (2000). Istoriya geologicheskogo razvitiya barentsevo-karskogo regiona po rezul'tatam kompleksnogo analiza regional'noy geologo-geofizicheskoy informatsii. Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery arkticheskogo regiona. St. Petersburg, pp. 145-160. (In Russian).
20. Kalinina, E. A. (2007). Metodika opredeleniya podschetnykh parametrov GIS nizhnepersmskikh kollektorov varandeyskogo mestorozhdeniya. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (7), pp. 60-69. (In Russian).

Сведения об авторах

Смоляков Геннадий Анатольевич,
начальник отдела, Центр геологического
моделирования и подсчета запасов, филиал
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-
НИПИнефть», г. Тюмень, e-mail:
SmolyakovGA@tmn.lukoil.com

Information about the authors

Gennady A. Smolyakov, Head of Depart-
ment, Center for Geological Modeling and
Reserves Estimation, KogalymNIPIneft Branch
of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail:
SmolyakovGA@tmn.lukoil.com

Гильманова Наталья Вячеславовна,
к. г.-м. н., главный специалист, проектный
офис по освоению Имилорско-Источного
участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г.
Тюмень

Сивкова Анастасия Владимировна,
инженер, Центр геологического моделиро-
вания и подсчета запасов, филиал ООО
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИ-
ПИнефть», г. Тюмень

Natalia V. Gilmanova, Candidate of Geol-
ogy and Mineralogy, Main Specialist, Project
Office for the Development of the Imilorsko-
Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft
Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Anastasia V. Sivkova, Engineer, Center for
Geological Modeling and Reserves Estimation,
KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-
Engineering LLC, Tyumen