

# Методика выделения и разделения по типам пустотного пространства сложных трещинно-каверново-поровых карбонатных коллекторов на основе данных керна и геофизических исследований скважин

Зарай Е.А.<sup>1</sup>, М.К. Шевелева<sup>1</sup>, Локшин Д.А.<sup>2</sup>, Ахмадишин А.Т.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия; <sup>2</sup>АО «Верхнеконскнефтегаз», Иркутск, Россия  
eazarai@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

В статье предложена методика выделения сложных карбонатных коллекторов и их разделения по типам пустотного пространства по данным керна и геофизических исследований скважин (ГИС). Коллекторы изучаемого месторождения представлены известняками и доломитами с каверново-поровым, трещинно-каверново-поровым, трещинным типами пустотного пространства в условиях низкой пористости, близкой к погрешности измерения приборов. Разрез осложнен наличием органического вещества (нефтематеринские породы) и пространственной неоднородностью распространения каверновой и трещинной составляющих.

Типизация коллекторов выполнена с точки зрения продуктивности — наибольшая продуктивность скважин связана с трещиноватостью — наилучшие фильтрационные свойства коллекторов по данным испытаний и гидродинамических исследований скважин (ГДИС) обеспечиваются кавернами, соединенными сетью макро- и микротрещин.

## Материалы и методы

КЕРН, ГИС, ГДИС.

## Ключевые слова

ГИС, керн, трещинно-каверново-поровый тип пустотного пространства, разделение коллекторов по типам пустотного пространства, свойства пород, состав пород

## Для цитирования

Зарай Е.А., Шевелева М.К., Локшин Д.А., Ахмадишин А.Т. Методика выделения и разделения по типам пустотного пространства сложных трещинно-каверново-поровых карбонатных коллекторов на основе данных керна и геофизических исследований скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 64–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-64-71

Поступила в редакцию: 11.12.2024

## GEOPHYSICS

UDC 550.8 | Original Paper

## Method of identification and separation of complex fractured-cavernous-porous carbonate reservoirs by void space types based on core and logging data

Zarai E.A.<sup>1</sup>, Sheveleva M.K.<sup>1</sup>, Lokshin D.A.<sup>2</sup>, Akhmadishin A.T.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>"Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia; <sup>2</sup>"Verkhnechonskneftegas", Irkutsk, Russia  
eazarai@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

The article proposes a method for identification and separation of complex fractured-cavernous-porous carbonate reservoirs by void space based on core and logging data (WL).

The reservoirs of the studied deposit are represented by limestones and dolomites with cavernous-porous, fractured-cavernous-porous and fractured void space types under conditions of low porosity. The section is complicated by the presence of organic matter (oil source rocks) and spatial heterogeneity of cavernous and fractured components distribution.

The reservoirs classification is carried out according to productivity – the highest well productivity is associated with fracturing, – the best filtration properties of reservoirs according to well testing and hydrodynamic studies (GDS) are provided by caverns connected by a network of macro- and microfractures.

## Materials and methods

CORE, WELL LOGGING.

## Keywords

well logging, core, fractured-cavernous-porous type of void space, separation of reservoirs by types of void space, rock properties, rock composition

## For citation

Zarai E.A., Sheveleva M.K., Lokshin D.A., Akhmadishin A.T. Method of identification and separation of complex fractured-cavernous-porous carbonate reservoirs by void space types based on core and logging data. Exposition Oil Gas, 2024, issue 9, P. 64–71. (In Russ).  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-64-71

Received: 11.12.2024

Объектом исследований является месторождение, запасы углеводородов которого приурочены к карбонатным коллекторам, характеризующимся полиминеральным составом и сложной структурой пустотного пространства. В настоящей работе представлены результаты изучения продуктивных пластов юрской системы. Продуктивные пласты насыщены газом, газоконденсатом, легкими и тяжелыми нефтями, битумами.

Пустотно-поровое пространство коллекторов представлено многочисленными межкристаллическими порами, кавернами, трещинами. Эффективная пористость представляет собой систему взаимосвязанных микро- и макротрещин, межкристаллических пор и каверн. Основная задача при оценке ФЕС карбонатных пластов заключается в понимании взаимосвязи между типом пор, пористостью и проницаемостью [1] (рис. 1).

Основными проблемами интерпретации ГИС на изучаемом объекте и использования результатов интерпретации в геологическом и гидродинамическом моделировании являются комплексирование данных керн-ГИС-ГДИС в связи с высокой латеральной изменчивостью пустотного пространства коллекторов, многообразие подходов к типизации трещин и определению их параметров — отсутствие единого подхода к типизации трещин вне зависимости от прибора и компании, выполняющей интерпретацию данных микроимиджеров.

Для решения данных проблем разработан комплексный подход, включающий детальное понимание характера распределения типов пустотного пространства, объемов флюидов, путей фильтрации, текстуры горных пород, типов пород-коллекторов. Точная характеристика потоковых сетей, усложненных кавернами, трещинами и диагенезом, имеет критическое значение для достижения реалистичного прогноза, улучшения производственных показателей и увеличения нефтеотдачи.

Основные запасы углеводородов содержатся в каверново-поровых коллекторах, основная продуктивность скважин связана с трещинно-каверново-поровыми коллекторами. Традиционно разделяют общую, открытую и эффективную пористость. Для разработки интерес представляет открытая эффективная пористость, которая представляет собой сообщающиеся между собой пустоты разного размера, способные отдавать (фильтровать) флюид.

Пространственная трещиноватость региона изучена по данным сейсморазведки, обнажениям пород, детально определена по данным скважинных

микроимиджеров, результатам исследований керна (гониометрия, фото керна и компьютерная томография).

Основной задачей оперативной интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) на изучаемом объекте являлись выделение коллекторов и их разделение по типу емкостного пространства, определение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов (в том числе определение трещинной пористости) с целью построения геологической и гидродинамической моделей для последующих ПЗ и технологических схем разработки (ТСР). Для решения поставленных задач был выполнен расширенный комплекс ГИС, применялись специальные методики интерпретации ГИС.

Основой для петрофизической модели месторождения являлись исследования керна, шлама, результаты анализа трещиноватости разномасштабными методами ГИС, ГДИС,

данные опробования и испытания пластов, геолого-технологические исследования (ГТИ). Полноразмерный керн изучался методом компьютерной томографии, результаты которой также вошли в основу создания петрофизической модели. На кернах материала проведен расширенный спектр исследований: литологические, минералогические, рутинные исследования керна (пористость и проницаемость по газу в атмосферных и барических условиях), определение минеральной плотности, карбонатометрия, определение сохраненной водо- и нефтенасыщенности экстракционно-дистилляционным методом, определение электрических свойств, сканирующая электронная микроскопия, ртутная порометрия, эксперименты по определению величины остаточной нефтенасыщенности Кно. Геохимические исследования керна и шлама методом пиролиза подтвердили наличие органического вещества (TOC — Total organic carbon).

| Общая пористость                                                                                                                                   | Открытая пористость                                                                                                                                                      | Эффективная (динамическая) пористость                                                                                                                                                        |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Общая пористость</b><br>(полная, абсолютная) —<br>Суммарный объем всех пор и пустот ( $V_{пор}$ ), открытых и закрытых                          | <b>Открытая пористость</b><br>Эквивалента объему сообщающихся ( $V_{сообщ.}$ ) между собой пор                                                                           | <b>Эффективная пористость</b><br>эквивалентна объему пор, через которые идет фильтрация флюидов — $V_{пор\ филт.}$                                                                           |
| <b>Коэффициент общей пористости</b><br>$K_{п\ общ.}$ зависит от объема всех пор:<br>$K_{п\ общ.} = \frac{\sum V_{пор}}{V_{образца}} \times 100 \%$ | <b>Коэффициент открытой пористости</b><br>$K_{п}^o$ зависит от объема сообщающихся между собой пор:<br>$K_{п}^o = \frac{\sum V_{сообщ. пор}}{V_{образца}} \times 100 \%$ | <b>Коэффициент эффективной пористости</b><br>$K_{п}^{эфф}$ зависит от объема пор, через которые идет фильтрация:<br>$K_{п}^{эфф} = \frac{\sum V_{пор\ филт.тр.}}{V_{образца}} \times 100 \%$ |
| <b>Общая пористость = открытая</b><br>И закрытая межкристаллическая пористость + пористость керна + пористость трещин                              | <b>Открытая пористость =</b><br>Открытая эффективная + открытая неэффективная пористость                                                                                 | <b>Эффективная пористость =</b><br>открытая эффективная пористость                                                                                                                           |

Рис. 1. Виды пористости  
Fig. 1. Types of porosity

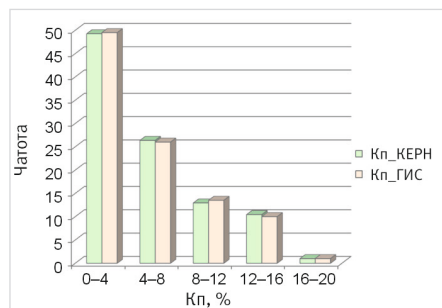


Рис. 2. Гистограмма распределения коэффициента пористости по керну и ГИС  
Fig. 2. Histogram of the distribution of the porosity by core and well logging

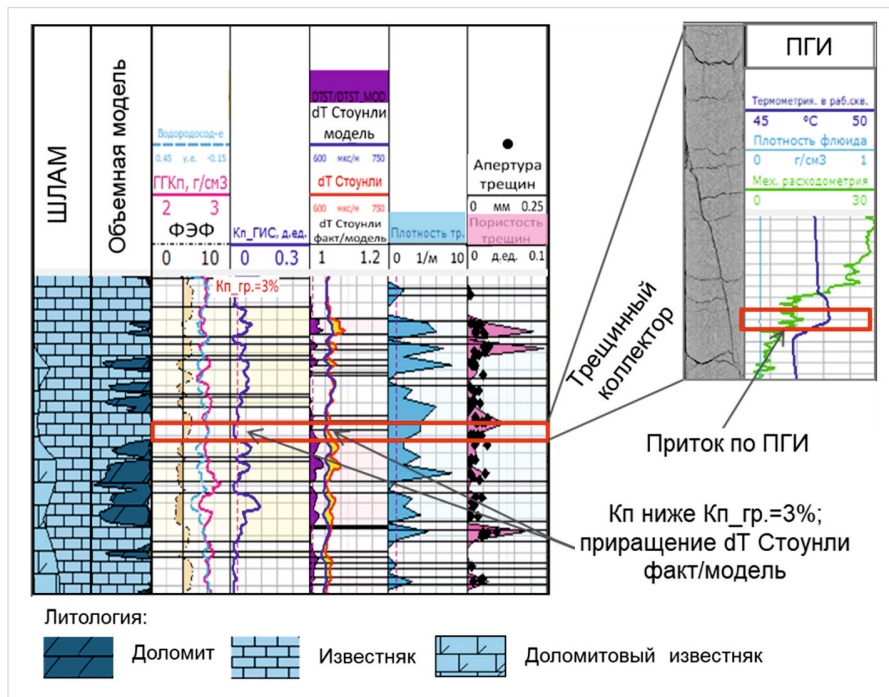


Рис. 3. Пример выделения коллектора трещинного типа при  $K_p$  менее  $K_{p\_gr}$   
Fig. 3. Example of identification a fractured type reservoirs in case when porosity is less than cut-off

В скважинах проведен стандартный и расширенный комплекс геофизических исследований: кавернометрия, боковой каротаж в двухзондовой и многозондовой модификациях (БК), радиоактивный каротаж (ГК, ННКт), спектрометрический гамма каротаж (СГК), плотностной и литоплотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-п, ГГК-л), акустический широкополосный каротаж (АКШ), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), электрические микроимджеры, импульсно-нейтронный гамма-спектрометрический каротаж (ИНГК-с).

Основными особенностями объекта изучения являются сложная многокомпонентная структура пустотного пространства, полиминеральный состав пород, наличие органического вещества и битумов, влияющих на общую пористость. Пористость в коллекторах крайне низкая, близкая к погрешности измерения методов ГИС (в трещинных коллекторах), за исключением коллекторов с наличием каверновой составляющей (рис. 2).

По результатам керновых исследований и интерпретации микроимджеров пористость в трещинных коллекторах зависит от раскрытости трещин и в большинстве случаев (за исключением макротрещин и щелевидных полостей) крайне мала и составляет менее 1 %. В этом случае граничное значение Кп для выделения коллекторов трещинного типа неприменимо (рис. 3) и необходимы механизм выделения интервалов возможной продуктивной трещиноватости и достоверный учет трещинной пористости.

Распределение каверново-трещинной составляющей в межскважинном пространстве

неравномерное, по данным ГДИС отмечается пространственная изменчивость структуры пустотного пространства коллекторов. На рисунке 4 приведены результаты анализа КВД в одном из интервалов изучаемого объекта — сложная фильтрационная модель скважина-пласт, наилучшее совмещение модельной и фактической кривой получено при выборе модели пласта с двойной пористостью.

Основными породообразующими минералами коллекторов по данным керна и шлама являются кальцит и доломит, калиево-полевые шпаты, ангидриты, кварц, группы глинистых минералов (иллиты, смектиты, каолиниты, хлориты), пирит присутствует в наименьшей степени, отмечено частичное окремнение пород (рис. 5).

Пористость коллекторов изменяется от долей единицы в трещинном типе до 16,9 % (по керну) в коллекторах каверново-порового и трещинно-каверново-порового типов, керн из интервалов с высокой трещиноватостью в совокупности с крупными кавернами преимущественно разрушен. Содержание ТОС достигает 14 %. Коэффициент проницаемости в коллекторах порово-каверново-порового типа изменяется от 0,1 до 53,2 мД и увеличивается до сотен мД в коллекторах с наличием трещиноватости по профильной проницаемости.

На основе исследований керна, изучения трещиноватости разномасштабными методами: результатами интерпретации пластовых микросканеров, гидродинамических исследований (ГДИ) и эксплуатации скважин — установлено, что коллекторы представлены частично глинистыми известняками

и доломитами с каверново-поровым, трещинно-каверново-поровым, трещинным типами емкостного пространства частично с наличием органического вещества и имеют сложную структуру емкостного пространства. Отмечено, что потенциально проводящие трещины преимущественно распространены по доломитовым известнякам или вторично растрескавшимся доломитам в зависимости от пласта. Состав пород от пласта к пласту изменяется.

Примеры каверново-поровой и межкристаллической пористости по результатам электронной микроскопии и изучению шлифов приведены на рисунке 6: а — доломит с обычными рассеянными каверновыми порами, б — доломит с ангидритом с низкой межкристаллической пористостью (2 %). Ниже представлены примеры каверново-трещинной структуры пустотного пространства по керну (рис. 7) и примеры трещиноватости и кавернозности пород по результатам томографии полноразмерного керна (рис. 8).

В результате переобработки данных пластовых микросканеров с единым подходом к типизации трещин и определению параметров трещиноватости получены систематизированные и структурированные данные о трещиноватости (классификация трещин, выделена группа потенциально проводящих трещин; определены характеристики трещин: плотность распределения трещин, емкость трещин, раскрытость, положение и пространственные характеристики трещин). Данные результаты необходимо использовать для целей геологического и гидродинамического моделирования, а также определения зон

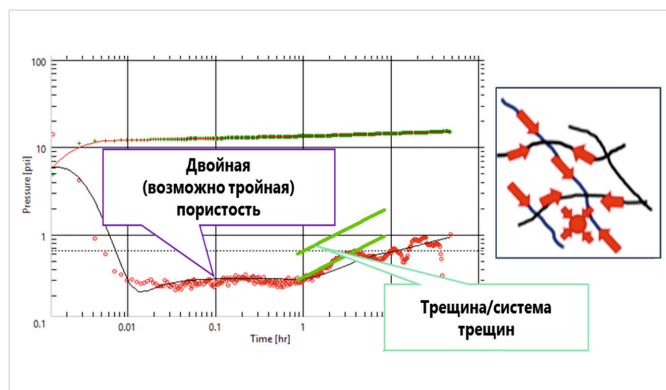


Рис. 4. Анализ КВД в пластах изучаемого объекта  
Fig. 4. Analysis of hydrodynamic studies

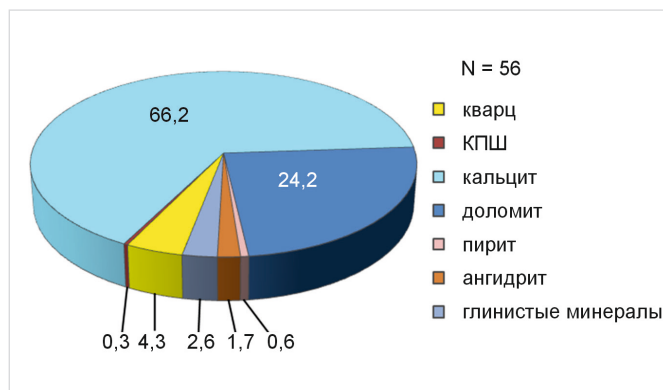


Рис. 5. Минеральный состав пород  
Fig. 5. Mineral composition of rocks

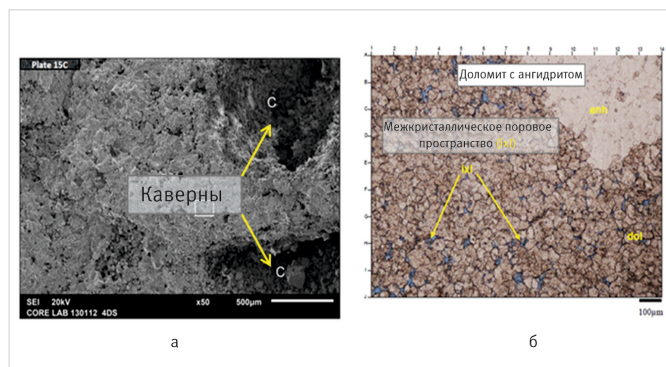


Рис. 6. Примеры: каверново-поровой — а; межкристаллической — б пористости по электронной микроскопии и шлифам  
Fig. 6. Examples of cavernous-porous — а and intercrystalline — б porosity according to electron microscopy and thin sections



Рис. 7. Примеры каверново-трещинной структуры пустотного пространства по керну  
Fig. 7. Examples of cavernous-fractured structure of void space according to core

заложения эксплуатационных скважин и выявления потенциально продуктивных интервалов в существующих скважинах.

Принятая по результатам переобработки данных микроимджеров классификация трещин приведена в таблице 1. Примеры характерных образов трещин по микроимджерам приведены на рисунке 9.

По результатам переобработки микроимджеров получены следующие параметры трещиноватости:

- Количество трещин (Fracture Count): определение числа трещин;
- Линейная плотность трещин (P10): характеризует количество трещин на 1 метр в заданном окне расчета;
- Поверхностная плотность трещин (P21): характеризует длину трещин относительно площади стенки скважины в заданном окне расчета;
- Объемная плотность трещин (P32): характеризует площадь трещин в объеме скважины в заданном окне расчета;
- Объемная плотность трещин с учетом раскрытости трещин (емкость трещин) (P33): характеризует объем трещин в объеме скважины в заданном окне расчета;
- Раскрытость трещин, мм (Fracture Aperture): ширина зияния трещины;
- Средняя арифметическая раскрытость трещин (FVA);
- Средняя степенная (гидравлическая) раскрытость трещин (FVAN).

Количественные параметры трещиноватости приведены на рисунке 10.

Раскрытость трещин в изучаемых отложениях варьируется в пределах 0,0001 до 2 мм в среднем, не превышая доли миллиметра. Величина раскрытости изменяется для различных типов трещин, крупные тектонические трещины преимущественно обладают повышенной раскрытостью, данные раскрытости по микроимджерам подтверждаются гониометрией керна; кавернозные и хаотичные трещины могут не иметь преобладающего направления

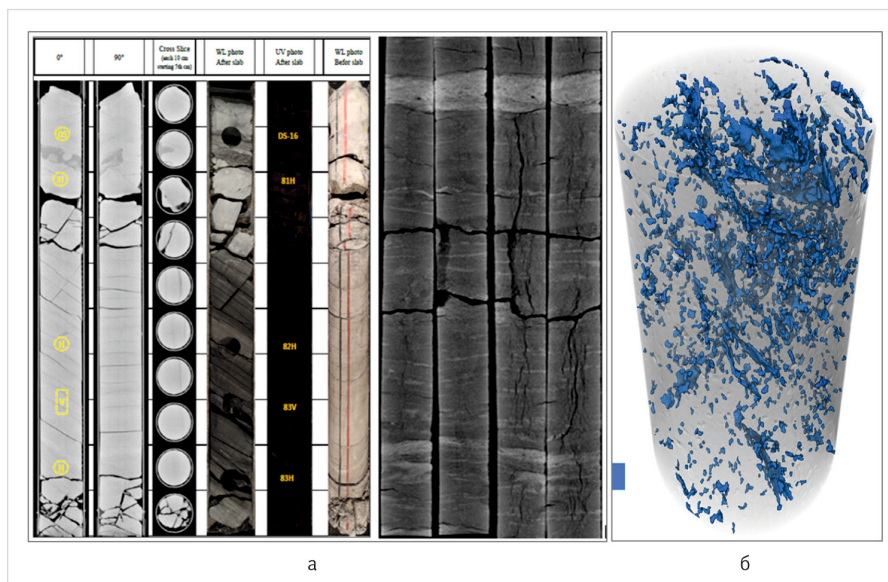


Рис. 8. Примеры результатов компьютерной томографии керна, трещиноватость пород — а, кавернозность пород — б

Fig. 8. Examples of core CT scan results, fractured rocks — а, cavernous rocks — б

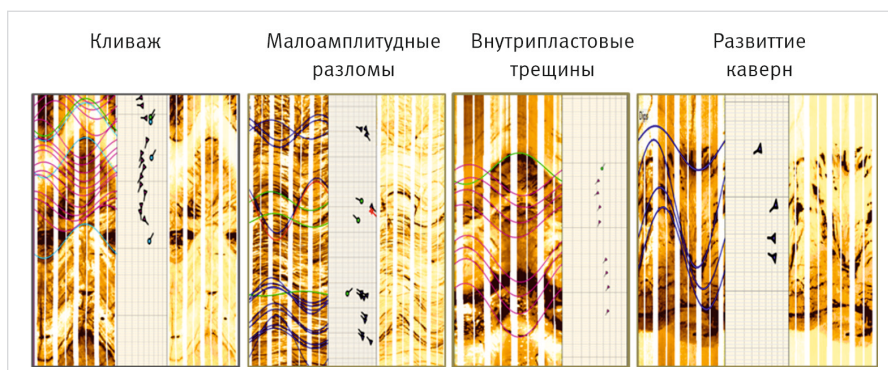


Рис. 9. Типизация трещин по данным пластовых микросканеров

Fig. 9. Fractures classification on formation microscanner data

Табл. 1. Классификация трещин по данным микроимджеров

Tab. 1. Fractures classification based on formation microscanner data

| Классификация трещин                  | Краткое описание                                                                                                                                                 |
|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Разломы                               | Определяемые на имидже разломы                                                                                                                                   |
| Малоамплитудные разломы               | Разломы с небольшим смещением блоков                                                                                                                             |
| Секущие трещины                       | Проводящие трещины высокой протяженности, секущие несколько пластов                                                                                              |
| Внутрипластовые трещины и кливаж      | 1. Проводящие малые и внутрипластовые трещины, не выходящие за пределы одного пласта<br>2. Проводящие регулярные трещины, развивающиеся в пределах одного пласта |
| Трещины стиллолитизации и растворения | Проводящие трещины малой протяженности, обусловленные процессами стиллолитизации и растворения                                                                   |
| Частично залеченные трещины           | Частично проводящие минерализованные трещины                                                                                                                     |
| Кавернозные трещины                   | Частично проводящие минерализованные или закрытые трещины с развитием каверн по плоскостям трещин                                                                |
| Хаотичные трещины малой протяженности | Проводящие хаотично направленные трещины малой протяженности                                                                                                     |
| Техногенные трещины                   | Ориентированные трещины на стенках скважины, вызванные механическими нагрузками на породу при бурении                                                            |
| Вывалы ствола скважины                | Вывалы стенок скважины, ориентированные в направлении минимального горизонтального напряжения                                                                    |

простираются и характеризуются достаточно низкими углами падения (20–60°); в большом количестве выявляются сдвиговые трещины, параллельные напластованию (трещины расслоения), однако находясь под высоким горным давлением, такие трещины, скорее всего, непроницаемы.

Наибольшей достоверностью при выделении интервалов коллекторов обладают прямые методы исследования пласта — ОПК и ГДК. Факт получения из пласта флюида (ОПК) и измерение пластового давления, подвижности флюида (ГДК) являются прямым доказательством наличия коллектора [7]. В то же время неполучение притока по этим методам не является достаточным критерием отнесения интервала к неколлектору [7].

На изучаемом объекте опробование при помощи пластоиспытателя показало наличие притока в интервалах коллекторов с коэффициентом пористости ( $K_{п\_ГИС}$ ) в диапазоне от 4 до 25,6 %, но пластоиспытателем изучены коллекторы не во всем диапазоне изменения  $K_{п}$ . Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) проведены в одной скважине с регистрацией термометрии, барометрии, плотностеметрии, механической расходомерии. Исследован интервал перфорации, вскрывающий глинистые известняки битуминизированные. Наличие притока отмечается в коллекторах с диапазоном пористости от 1,6 % до 6,2 %, включая коллекторы трещинного типа.

Для выделения коллекторов в комплексе с методами ГИС весьма информативными могут являться данные ГТИ (газовый каротаж, нагрузка на долото, скорость проходки, поглощения бурового раствора и т.д.).

Косвенные качественные признаки отражают присутствие, но не движение в исследуемой породе свободных флюидов [7].

Результаты ЯМК, ИНГКс совместно с пористостью по керну использовались для настройки объемно-минералогической модели при решении системы линейных уравнений (СЛУ).

В общем случае выделение коллекторов по качественным признакам следует проводить в совокупности прямых и косвенных качественных признаков [7].

При использовании количественных критериев выделение коллекторов производят сравнением измеренных значений фильтрационно-емкостных или геофизических характеристик с найденными граничными

значениями. Чаще всего устанавливается граничное значение пористости  $K_{п\_гр}$  [7].

Для достоверного выделения коллекторов в условиях сложной структуры пустотного пространства с наличием каверн и трещин необходимо разделение коллекторов по структуре порового пространства и разделение эффективной и неэффективной пористости.

Уверенное разделение по типам пустотного пространства (поровый, порово-каверновый и трещинный) возможно только по расширенному комплексу ГИС, ГТИ, результатам керновых исследований и испытаний пластов.

При выделении порово-каверновых коллекторов, не имеющих устойчивых прямых качественных признаков, выделение происходило с использованием косвенных количественных критериев.

Трещинные коллекторы характеризуются повышенным затуханием продольных и поперечных акустических колебаний, повышенной интенсивностью волн Лэмба-Стоунли, неравномерным увеличением фактического диаметра скважины (ывалы, каверны ствола скважины по данным кавернометрии), наличием трещин по данным высокоразрешающих электрических сканеров, низкой пористостью  $K_{п}$ . Данные широкополосного акустического каротажа дают ценную информацию о подвижности пластовых флюидов по волне Лэмба-Стоунли.

Для определения эффективной пористости карбонатных коллекторов с целью достоверного выделения карбонатных коллекторов известна методика электропроводности среды [7]. Опробование методики на изучаемом объекте показало ее высокую чувствительность к изменению удельного электрического сопротивления пластовых вод ( $\rho_v$ ), подверженность влиянию наличия керогена и глинистости в породе оказывает значительное влияние на результаты расчета по модели электропроводности среды. Для применения методики требуется информация о сопротивлении зоны проникновения ( $\rho_{зп}$ ) по данным электрического микрозондирования. Также необходима достоверная информация о зависимости связи параметра пористости ( $\rho_n$ ) и  $K_{п}$  по пластам с учетом изменчивости типов пустотного пространства коллекторов (данная информация отсутствует), в связи с чем методика не получила применения на изучаемом месторождении.

Одним из распространенных способов оценки вторичной пустотности порово-трещинно-каверновых коллекторов является методика В.М. Добрынина [5,6]. В основе данной методики лежит различие пор, каверн и трещин по величине объемной сжимаемости, что приводит к изменению скорости распространения продольных и поперечных волн. Методика включает множество входных параметров: содержание компонентов твердой фазы породы, сжимаемость компонентов твердой фазы и пустот (трещин, каверн, пор), упругие свойства и др. параметры. Особенностью рассматриваемой методики является то, что породы должны обладать лишь двумя типами пустотного пространства: порами и трещинами или порами и кавернами. При наличии как каверн, так и трещин, вероятна неопределенность оценки параметров пород порово-каверново-трещинного типа, будет оценено наличие преобладающего типа пустотного пространства, так как трещины и каверны в рассматриваемой модели ведут себя противоположно.

Таким образом, определить эффективную пористость по существующим методикам в скважинах изучаемого объекта с целью достоверного выделения коллекторов не удалось. В связи с чем для выделения коллекторов со сложной структурой пустотного пространства и определения их пористости на изучаемом объекте разработан комплексный подход к интерпретации ГИС с использованием всей имеющейся геолого-геофизической информации.

Коэффициент пористости для коллекторов каверново-порового и трещинно-каверново-порового типа принимался по объемно-минералогической модели. Коэффициент пористости для коллекторов трещинного типа принимался по емкости трещин, определенной по результатам пластовых микросканеров.

Комплексная методика выделения коллекторов и разделения их по типу пустотного пространства включала следующие этапы:

- выделение коллекторов по граничному значению общей пористости ( $K_{п\_гр} = 3\%$ );
- выделение коллекторов по данным АКШ (наличие приращений фактической над модельной волной Лэмба-Стоунли, наличие мобильности — прямой признак коллектора);
- выделение трещиноватых коллекторов

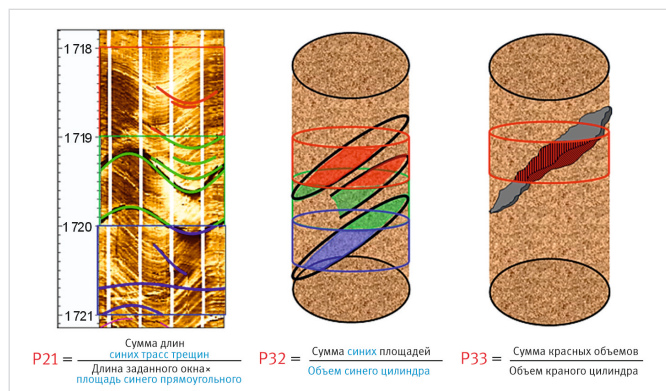


Рис. 10. Количественные параметры трещиноватости  
Fig. 10. Fractures parameters

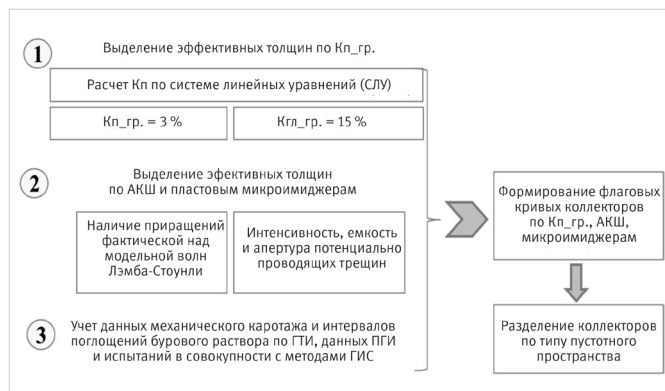


Рис. 11. Общая схема выделения эффективных толщин и разделение коллекторов по типу пустотного пространства  
Fig. 11. Scheme for identifying effective thicknesses and separation of reservoirs by void space type

по данным электрических пластовых микросканеров (с учетом типа трещин, плотности их распространения, раскрытости (апертуры) и емкости потенциально проводящих трещин);

- учет данных ГТИ (интервалы поглощений, скорость проходки, нагрузка на долото, газовый каротаж);
- учет результатов испытаний, данных ГДК;
- комплексирование выделенных по различным методикам коллекторов и их разделение по типу емкостного пространства.

В различной литературе авторы (K.W. Winkler (1989); O. Martinez (1990) и др.) [8, 9] представляют корреляцию проницаемости с затуханием волны Стоунли. Глинистость оказывает тот же эффект на волну Стоунли, что и подвижность флюида, поэтому при выделении коллекторов по Стоунли необходимо учитывать еще и глинистость. Наличие подвижности по Стоунли с учетом глинистости

Табл. 2. Условия разделения коллекторов по типу пустотного пространства при расширенном комплексе ГИС (при наличии АКШ, пластовых микросканеров)

Tab. 2. Conditions for separation reservoirs by void space based with an extended logging data (Stoneley wave, formation microscanners)

Условия разделения по типам пустотного пространства при расширенном комплексе ГИС (АКШ, пластовые микросканеры)

| № п/п | Кп > 3 % | Кп < 3 % | Коллектор по АКШ | Условия определения типа коллектора | Условия определения типа коллектора                      | Тип коллектора             |
|-------|----------|----------|------------------|-------------------------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------|
| 1     | +        |          | +                |                                     | Кп > 3 % + коллектор по АКШ                              | Каверново-поровый          |
| 2     | +        |          | +                | +                                   | Кп > 3 % + коллектор по АКШ + коллектор по микросканерам | Трещинно-каверново-поровый |
| 3     |          | +        | +                | +                                   | Кп < 3 % + коллектор по АКШ + коллектор по микросканерам | Трещинный                  |

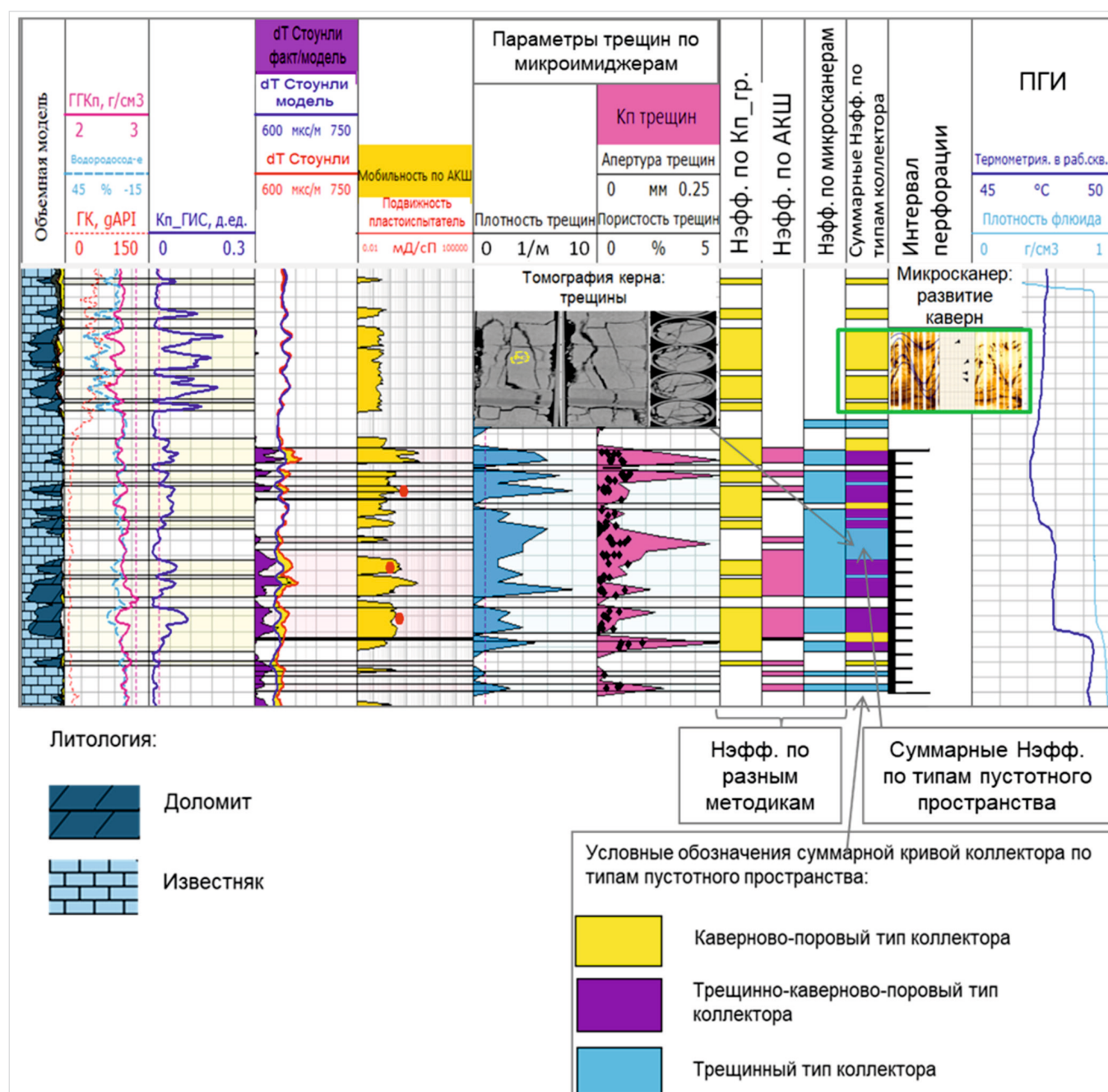


Рис. 12. Пример выделения коллекторов на изучаемом объекте и разделения их по типу пустотного пространства по комплексной методике

Fig. 12. Example of identification and separation reservoirs by void space based using a complex method

является прямым признаком коллектора. Когда пластовый флюид подвижен, волна Стоунли вызывает движение флюида в пласте, которое заставляет распространяемую волну терять энергию и замедляться.

По данным АКШ (интервальное время пробега продольной, поперечной волн и подвижность по Стоунли) выделяются интервалы коллекторов без определения типа пустотного пространства. Таким образом, по волне Стоунли удастся выявить интервалы коллекторов с подвижными флюидами, так, например, в интервале битумов подвижность по Стоунли отсутствует.

Основой для выделения трещиноватых коллекторов являлся комплексный анализ результатов обработки пластовых

микроимджеров (плотность потенциально проводящих трещин на 1 м разреза, емкость трещин с учетом их раскрытости) совместно с данными АКШ (приращения волны Лэмба-Стоунли, подвижность) и ГТИ (интервалы поглощений, скорость проходки, нагрузка на долото, газовый каротаж).

В результате проведенного комплексного анализа промыслово-геофизической информации формировались флаговые кривые эффективных толщин по Кп\_гр., АКШ и пластовым микросканерам с учетом ГТИ и ГДК и суммарная флаговая кривая эффективных толщин с разделением коллекторов по типам емкостного пространства. Общая схема выделения коллекторов представлена на рисунке 11.

Для разделения выделенных коллекторов по типу пустотного пространства использовался комплексный подход: результаты обработки расширенного комплекса ГИС (АКШ, микроимджеры), анализ данных ГТИ и испытаний (табл. 2). Так как коллекторы в одном и том же интервале глубин могут быть выделены по разным методам, тип пустотного пространства коллекторов определяется по условиям выбора типа коллектора.

Разработка условий по разделению коллекторов по типу пустотного пространства: каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый и трещинный — подтверждена результатами испытаний и керна.

Таким образом, итоговые эффективные толщины Нэфф. приняты по сочетанию

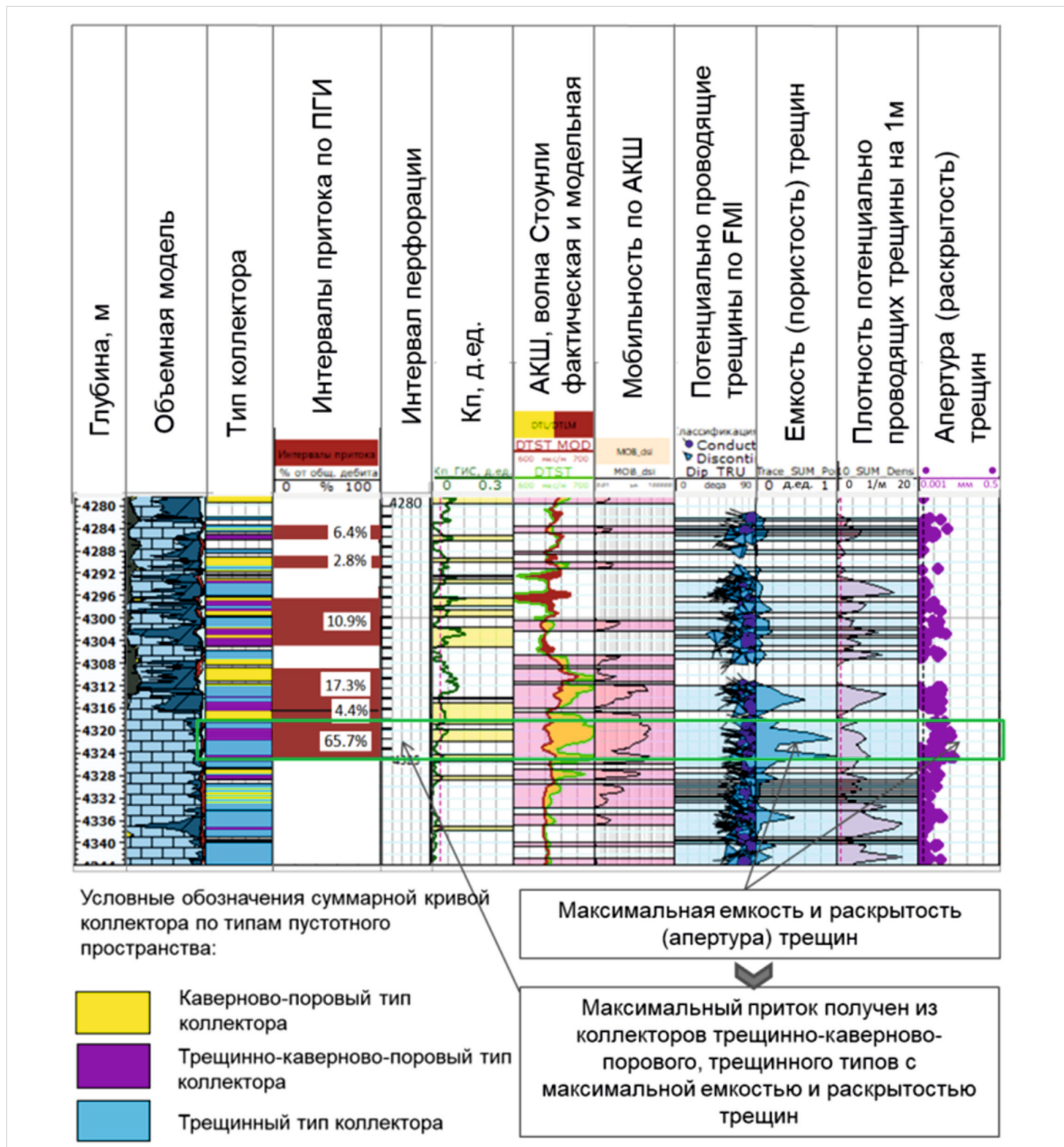


Рис. 13. Результаты ПГИ в одном из интервалов изучаемого объекта  
Fig. 13. XPT results

критериев с использованием данных Кп\_гр, данных волны Стоунли по АКШ, пластовых микросканеров, данных ГТИ, испытаний и ГДК.

На рисунке 12 приведен сводный планшет, демонстрирующий комплексную методику выделения коллекторов и определения типа их пустотного пространства.

На рисунке 13 приведены данные ПГИ, подтверждающие основной приток из коллекторов трещинного и трещинно-каверново-порового типов. Кавернозные коллекторы являются основным хранилищем углеводородов, по трещинам преимущественно происходит основное движение флюидов, комбинация проводящих трещин с высокой емкостью и раскрытостью и связанных с ними каверн — наилучший по фильтрационным свойствам коллектор.

## Итого

В статье предложена комплексная методика решения задачи выделения сложных трещинно-каверново-поровых коллекторов в карбонатном разрезе с достаточно высокой достоверностью и разделения коллекторов по типам пустотного пространства. Результаты интерпретации ГИС подтверждаются результатами опробования, работы скважин и ГДК.

## Выводы

Изложенный в статье опыт будет полезен при интерпретации ГИС в сложнопостроенных с

точки зрения типа пустотного пространства коллекторах в карбонатных разрезах. Апробированы различные методики выделения коллекторов и их разделения по типам пустотного пространства. Каждая методика имеет свои особенности и допущения. Наличие АКШ позволяет получать ценную информацию при выделении интервалов, способных отдавать пластовые флюиды при разработке. Микроимиджеры позволяют определять интервалы трещиноватости.

Предложенная авторами комплексная методика выделения коллекторов со сложным строением пустотного пространства при расширенном комплексе ГИС позволяет с высокой достоверностью выделять коллекторы, определять тип их емкостного пространства и подсчетные параметры с целью эффективного планирования разработки. Результаты интерпретации ГИС подтверждаются результатами опробования и работы скважин, ГДК.

## Литература

1. Arve Lono. Making sense of carbonate pore systems. AAPG Bulletin, 2006, Vol. 90, issue 9, P. 1381–1405. (In Eng).
2. Разницын А.В. Повышение эффективности изучения карбонатных пород нефтегазовых залежей методом ядерно-магнитного резонанса. Диссертация. Пермь: 2021.

3. Lucia F.J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space: Journal of Petroleum Technology, 1983, Vol. 35, P. 629–637. (In Eng).
4. Shlumberger. Element Mineral Rock Catalog, 1990. SERRA. (In Eng).
5. Добрынин В.М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов. М.: Недра, 1970.
6. Добрынин В.М., Кожевников Д.А., Вендельштейн Б.Ю. Петрофизика (Физика горных пород). М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь, ВНИГНИ, ИПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 259 с.
8. Winkler K.W., Liu H.L., Johnson D.L. Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory. Geophysics, 1989, Vol. 54, P. 66–75. (In Eng).
9. Martinez O., Flores D., Singer J. Prediction of fluid mobility from Stoneley energy in Eastern Venezuela. Schlumberger Doll Research Centre Symposium, 1990. (In Eng).

## ENGLISH

## Results

The article proposes a complex method for solution the problem of identifying complex fractured-cavernous-porous reservoirs in a carbonate section with sufficiently high reliability and separating reservoirs by types of void space. The results of well logging interpretation are confirmed by the results of well testing, well operation and hydrodynamic logging.

## Conclusion

Present experience will be useful in log interpretation of the reservoirs with complex structure of void space in carbonate sections. Various

methods of reservoir identification and their separation by void space type have been tested. Each method has its own characteristics and assumptions. The presence of Stoneley wave allows obtaining valuable information when identifying reservoirs. Formation microscanners allow to determine fracture intervals.

The complex method allows to identify fractured-cavernous-porous reservoirs with high reliability, as well to determine the space type and calculation parameters for effective development planning. The results of well logging interpretation are confirmed by the results of well testing and operation, hydrodynamic studies.

## References

1. Arve Lono. Making sense of carbonate pore systems. AAPG Bulletin, 2006, Vol. 90, issue 9, P. 1381–1405. (In Eng).
2. Raznitsyn A. Improving the efficiency of studying carbonate rocks of oil and gas deposits using nuclear magnetic resonance. Perm: 2021. (In Eng).
3. Lucia F.J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space: Journal of Petroleum Technology, 1983, Vol. 35, P. 629–637. (In Eng).
4. Shlumberger. Element Mineral Rock Catalog, 1990. SERRA. (In Eng).
5. Dobrynin V. Deformation and changes the physical properties of reservoirs. Moscow: Nedra, 1970. (In Eng).
6. Dobrynin V., Kozhevnikov D., Vendelshtein B. Petrophysics Petrophysics (Rocks Physics). M.: Oil and gas, 2004. (In Eng).
7. Methodological recommendations for calculating oil and gas reservoirs using the volumetric method, edited by Petersilie V., et al. Moscow-Tver, 2003. (In Eng).
8. Winkler K.W., Liu H.L., Johnson D.L. Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory. Geophysics, 1989, Vol. 54, P. 66–75. (In Eng).
9. Martinez O., Flores D., Singer J. Prediction of fluid mobility from Stoneley energy in Eastern Venezuela. Schlumberger Doll Research Centre Symposium, 1990. (In Eng).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Зарай Евгений Александрович**, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия  
Для контактов: eazarai@tnnc.rosneft.ru

**Шевелева Марина Константиновна**, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

**Ахмадишин Алишер Тагирович**, начальник управления, АО «Верхнеконскнефтегаз», Иркутск, Россия

**Локшин Денис Александрович**, начальник отдела, АО «Верхнеконскнефтегаз», Иркутск, Россия

**Zaray Evgeny Aleksandrovich**, chief manager, "Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia  
Corresponding author: eazarai@tnnc.rosneft.ru

**Sheveleva Marina Konstantinovna**, head of group, "Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia

**Akhmadishin Alisher Tagirovich**, head of department, "Verkhnechonskneftegas" LCC, Irkutsk, Russia

**Lokshin Denis Aleksandrovich**, head of department, "Verkhnechonskneftegas" LCC, Irkutsk, Russia