



# Классические задачи интерпретации: оценка карбонатов

Махмуд Акбар (Mahmood Akbar)  
Марио Петрикола (Mario Petricola)  
Мохамед Уатфа (Mohamed Watfa)  
*Абу Даби, ОАЭ*

Мохаммед Бадри (Mohammed Badri)  
Мохаб Чарара (Mouhab Charara)  
*Каир, Египет*

Остин Бойд (Austin Boyd)  
*Денвер, Колорадо, США*

Брус Касселл (Bruce Cassell)  
Рой Нурми (Roy Nurmi)  
*Дюбай, ОАЭ*

Жан-Пьер Деломм (Jean-Pierre Delhomme)  
*Кламар, Франция*

Майк Грэйс (Mike Grace)  
*Даллас, Техас, США*

Билл Кеньон (Bill Kenyon)  
*Риджфилд, Коннектикут, США*

Джон Ростенбург (Jon Roestenburg)  
*Джакарта, Индонезия*

**За последние годы наши возможности анализа карбонатов претерпели маленькую революцию. Новая технология и интерпретаторы, стремящиеся расколоть этот твердый орешек, заставляют карбонатные коллекторы раскрыть многие из своих секретов.**

Из карбонатных коллекторов сегодня добывается 40% углеводородов мира и благодаря нескольким гигантским месторождениям на Ближнем Востоке ожидается, что в следующем столетии добыча из карбонатов будет преобладать. Следовательно, понимание карбонатных коллекторов и их эффективная эксплуатация стали приоритетными задачами в отрасли и, скорее всего, их значимость не изменится.

Текущие усилия в сфере эксплуатации карбонатов концентрируются на правильном заложении новых скважин, часто горизонтальных, с целью оптимизации добычи неосвоенных запасов и обеспечения эффективности охвата залежи при схемах мас-

сивного заводнения. В поддержку этих усилий геологи и геофизики пытаются расшифровать загадки сложного порового пространства карбонатных пород и понять как экраны и проводники для проницаемости воздействуют на поведение пласта. Данная статья освещает процесс интерпретации, от описания карбонатных пород и петрофизического анализа данных ГИС до новых методов измерения проницаемости в скважине и картирования крупных экранов и проводников для течения флюидов.

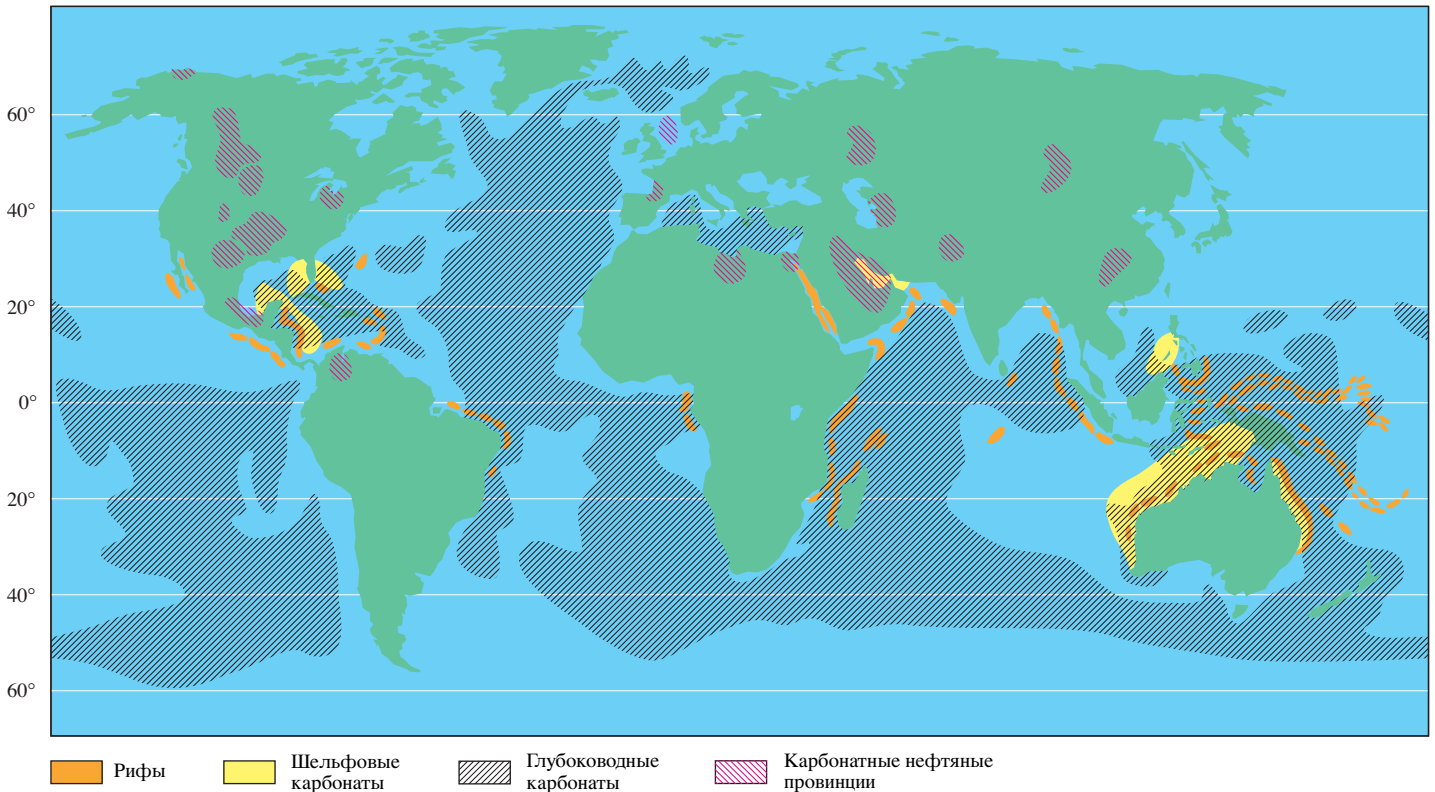
## Карбонаты для начинающих

Карбонаты и песчано-глинистые или силико-кластические породы чрезвычайно разнятся.

Редакция благодарит за помощь в подготовке этой статьи Эрве Анкшюнназа, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Кламар, Франция; Жана-Луи Шардака, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Дюбай, ОАЭ; Боба Денниса, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Ваттайя, Оман; Филипа Ченга, Арно Этшекопара и Оливье Фавра, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Кламар, Франция; Брайана Хорнби, Шлюмберже Кембридж Рисерч, Кембридж, Англия; Рэйчел Корнбик, Джео Квест, Гатвик, Англия; Вильяма Мерфи и Пабитра Сен, Шлюмберже Долл Рисерч, Риджфилд, Коннектикут, США; Оберто Серра, консультанта, Париж, Франция; Джулиана Сингера, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Нью Дели, Индия; Эрика Стандена, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Монтрюж, Франция.

В этой статье ARI — прибор каротажа сопротивлений с формированием изображений (Azimuthal Resistivity Imager), CMR — прибор комбинированного магнитного резонанса (Combinable Magnetic Resonance Tool), DSI — акустический прибор, регистрирующий распространение упругих волн в пласте методом азимутального сканирования (Dipole Shear Sonic Imager), EPT — прибор, регистрирующий распространение электромагнитных волн (Electromagnetic Propagation Tool), FMI — сканер пласта (Fullbore Formation Microimager), FracView, GeoFrame, MDT — модульный динамический испытатель пластов (Modular Formation Dynamics Tester) и TDT — прибор импульсного нейтронного каротажа (Thermal Decay Time) являются фирменными марками Шлюмберже.

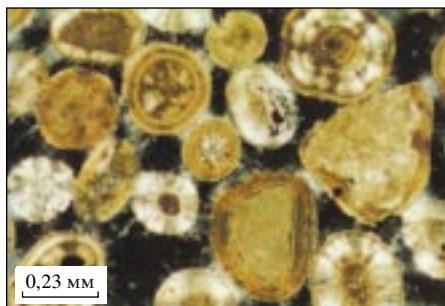
Эта статья была впервые опубликована в номере журнала «Ойлфилд Ревью» за январь 1995 г.



**Рис. 1. Распределение карбонатов. Площади современных осадков показаны желтым и оранжевым, современные глубоководные осадки — черной штриховкой. Крупные карбонатные нефтяные бассейны показаны красной штриховкой.** [по Вильсону, [2]; Blatt H, Middleton G and Murray R: *Origin of Sedimentary Rocks*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, Inc. (1972): 410; and Perrodon A: *Dynamics of Oil and Gas Accumulations*. Pau, France: Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine (1983): 215.]

Там, где силико-кластические породы состоят из разных силикатных зерен, которые возможно перенесены на сотни километров от источника, карбонатные породы в основном сложены только из двух минералов — кальцита и доломита — и остаются вблизи места своего происхождения.<sup>1</sup> Карбонаты формируются в мелко- и глубоководной морской обстановке, эвапоритовых бассейнах, озерах и эоловых пустынях.<sup>2</sup> В прошлом большая их часть отложилась в мелководных морских условиях, но наиболее распространенные типы современных карбонатов формируются в глубоких водах (рис. 1). Породы на основе силикатов, как правило, выдерживают натиск геологического времени, подвергаясь только незначительным изменениям или диагенезу. История их отложения сохраняется, позволяя четкую глубинную корреляцию между скважинами и поверхностями напластования на поверхности. Зерна пород правильной формы и поровое пространство, хотя и сложной формы, остается межзернистым.

Карбонатные породы, напротив, химически нестабильны и подвержены значительным изменениям, таким как растворение минералов и доломитизация — замещение карбоната кальция карбонатом магния. Карбонаты содержат множество сложных частиц,



**Рис. 2. Незаполненная межзерновая пористость (черным). Голоценовый оолит, Большое Соленое Озеро, Юта, США. Фотография в поперечно поляризованном свете.**

включая чрезвычайно разнообразие биологического генезиса и еще более сложное поровое пространство (фотографии, перепечатанные с разрешения Шолле, ссылка 3, размещены в тексте данной статьи, см. рис. 2, 3, 14, 17, 30, 32, 35, 37, 39 и 40).<sup>3</sup> Этот факт усложняет прослеживание фаций в карбонатном коллекторе и оценку продуктивности данного карбонатного комплекса.

Типичная карбонатная порода состоит из зерен, скелета (матрицы) и цемента. Зерна являются либо фрагментами скелетов небольших организмов, либо частицами, осажденными из обогащенных кальцием вод.

Последние включают ряд маленьких, аккреционных зерен, определяемых согласно их размеру, генезису и внутренней структуре.

Матрица представляет собой литифицированный седиментационный ил, который заполняет большую часть пространства, не заполненного зернами. Существует несколько источников тонкозернистого ила карбонатов — химическое осаждение, распад скелетного материала на более мелкозернистый, останки водорослей и другие источники. При литификации ил превращается

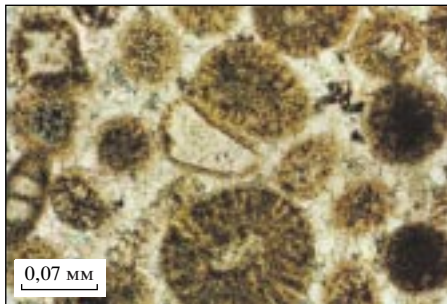
1. Исключением являются известковые песчаники или карбонатные аргилиты, которые формируются когда карбонатные породы разрушаются ветром или водой, а затем транспортируются и перерабатываются. Известковые песчаники обладают многими текстурными и петрофизическими характеристиками силико-кластических песчаников, сохраняя в то же время минералогию и микропористость карбонатов.
2. По геологии карбонатов смотрите работы:  
Wilson JL: *Carbonate Facies in Geologic History*. Berlin, Germany: Springer-Verlag, 1975.  
Reeckmann A and Friedman GM: *Exploration for Carbonate Petroleum Reservoirs*. New York, New York, USA: John Wiley & Sons, 1982.  
Tucker ME and Wright VP: *Carbonate Sedimentology*. Oxford, England: Blackwell Scientific Publications, 1990.
3. Scholle PA: *A Color Illustrated Guide to Carbonate Rock Constituents, Textures, Cements and Porosities*. Tulsa, Oklahoma, USA: American Association of Petroleum Geologists, 1978.

в очень мелкозернистый кальцит, называемый микритом.

Цемент описывает кристаллический материал, который формируется в большей части пространства, незаполненного зернами и матрицей, или между самими зернами, связывая их. Цемент может состоять из кристаллов различного размера в зависимости от своего состава, условий кристаллизации и объема заполняемого пространства.

Важнейшим фактором при интерпретации карбонатов является классификация многочисленных форм сосуществования зерен и матрицы. Значительный прогресс в области категоризации этих сложностей произошел в конце 50-х гг., в связи с необходимостью для нефтяных компаний улучшить свои представления о принадлежащих им залежах в карбонатах. Классификация, наиболее успешно выдержавшая испытание временем, принадлежит Роберту Данхэму.<sup>4</sup>

Данхэм классифицирует спектр типов пород на основе внутренней структуры и текстуры породы (рис. 4). Аргиллит состоит в основном из матрицы, в которой размещается относительно малое количество зерен. В вакките также преобладает матрица, но процент зерен выше. В «уплотненных породах» уже достаточно зерен для образования каркаса — матрица заполняет оставшееся беспоровое пространство. Зернистый известняк включает множество зерен, формирующих каркас, и содержит, соответственно, меньший процент матрицы. И, наконец, термин «сцементированные породы» применяется для описания пород, в которых первоначальный материал создавал каркас породы в процессе седиментации, т.е. как в рифах. Кристаллизованный (карбонат) — термин, применяемый для породы, утратившей осадочную текстуру в связи с



**Рис. 3. Заполненная кальцитом межзерновая пористость (черный цвет) в оолите. Верхнемиссисиппский известняк св. Питкин, Оклахома, США. Фотография в поперечно поляризованном свете.**

диагенетической кристаллизацией, например, доломитизацией.

Классификация Данхэма дает некоторое представление об энергетической характеристике осадконакопления. Аргиллит и ваккит с доминирующим илом отлагаются при малых затратах энергии. Уплотненные породы и зернистый известняк, вероятно, являются высокоэнергетическими отложениями, но, учитывая значительный диагенез, эти зернисто-каркасные породы могли также и отложиться как илистые агломераты и впоследствии, ввиду уплотнения и химических изменений, трансформироваться в их нынешнее состояние. Трудности подобной классификации карбонатов, учитывающей как их нынешнее состояние, так и историю седиментации, демонстрируют, как диагенез доминирует при формировании конечной карбонатной породы.

Диагенез можно подразделить на пять основных механизмов: *уплотнение* — снижение объема порового пространства как

реакция на более плотную упаковку зерен при возрастании горного давления; *деградация карбонатов* — разрушение карбонатного материала за счет химического растворения и микритизации, трансформация крупных кристаллов в более мелкие; *агградация карбонатов* — наращивание карбонатного материала за счет осаждения цемента между зерен и рекристаллизации, как, например, замещение известняка доломитом; *стилолитизация* — образование стилолитов, неправильных поверхностей раздела между пачками пород в связи с растворением под давлением в процессе уплотнения; *образование трещин* — раскол горных массивов по плоскостям в связи с напряжениями.

Время и диагенез, как правило, приводят к снижению пористости (рис. 5). Молодые карбонаты обычно имеют пористость около 60%. Старые карбонаты — только процент или два. Карбонаты-коллекторы сохраняют пористость порядка 5—15%, главным образом благодаря тому, что присутствие углеводородов препятствует дальнейшему разрушению пористости. Обычно длительный и обширный диагенез в карбонатах также, как правило, затрудняет определение источника сноса и воссоздание истории породы.

#### Описание коллектора

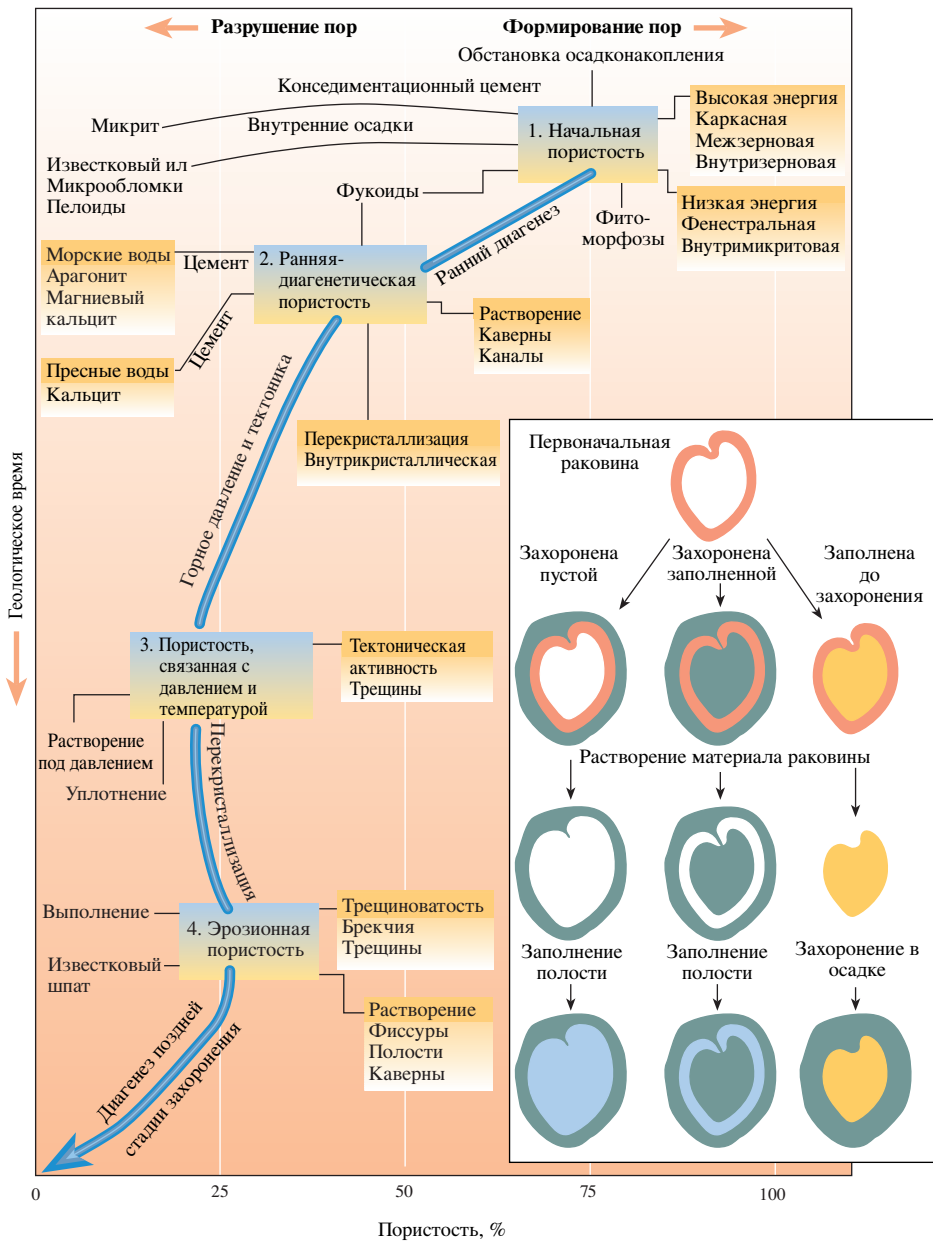
Как нефтепромысловый геолог использует эти описания для разработки оптимального плана эксплуатации карбонатного коллектора? Для двух главных задач предельно важны определение и классификация карбонатов. Первое — оценка палеообстановки для коллектора приводит к расширенным представлениям о возможной геометрии пласта. Затем, детальная корреляция литофаций по скважинам помогает в создании детальной трехмерной картины коллектора.

Ключи к дешифровке палеообстановки разыскивают всеми возможными способами — с помощью сейсморазведки, изучения обнажений, анализа керна и шлама, ГИС, включая приборы электрокаротажа последнего поколения, которые могут отобразить приствольную зону с разрешением около 5 мм. Основными индикаторами палеообстановки являются следующие параметры:

- **Литология** — Дает общую картину обстановки осадконакопления. Присутствие обломочных пород указывает на внешний источник осадков, в то время как их отсутствие указывает на обстановку без внешнего влияния.

Аргиллит	Ваккит	Уплотненные породы	Зернистый известняк	Сцементированные породы	Кристаллизованный карбонат
Менее 10% зерен	Более 10% зерен	Каркас из зерен	Без ила и каркас из зерен	Первоначальные компоненты связаны вместе	Осадочная текстура не распознается
Каркас илистый					
Содержит ил, глины и тонкоалевритистые карбонаты					
Первоначальные компоненты не связаны вместе в период седиментации					
Осадочная текстура не распознается					

**Рис. 4. Классификация карбонатов по Данхэму на основе внутренней структуры породы.**



**Рис. 5. Возникновение и разрушение пористости в карбонатах в связи с уплотнением и диагенезом в зависимости от времени. Врезка — Трансформация раковины с формированием ядер и отпечатков при различных комбинациях захоронения, выполнения и растворения. (По Reeckmann и Friedman, ссылка 2.)**

- **Структура породы** — Структурная классификация Данхэма дает определенное понимание энергии седиментации. Вариации гранулометрического состава также указывают на последовательность осадконакопления. Например, уменьшение зернистости вверх по разрезу может говорить об относительном повышении уровня моря или о трансгрессии моря. Рост зернистости вверх по разрезу, вероятно, свидетельствует об относительном падении уровня моря.
- **Осадочная текстура** — В карбонатах труднее увидеть крупные осадочные текстуры, чем в силико-кластических породах, но если они определены, то представляют собой мощное средство интерпретации обстановки осадконакопления. Примерами являются косая слоистость в эоловых дюнах или бороздки растворения, вызванные неравномерным растворением поверхности карбонатной породы.
- **Биофашии** — Определение разнообразных скелетных зерен, следов и отпечатков жизнедеятельности организмов может

точно указать геологическое время и обстановку. Для этой цели созданы таблицы возрастов и сред обитания сотен организмов, связанных с карбонатами.

- **Некаркасные компоненты** — Зерна, сформированные осаждением и наращиванием, также являются мощным инструментом для определения обстановки осадконакопления. Например, гомогенные пеллеты образуются в спокойных лагунах, а концентрически слоистые ооиды присутствуют в основном в активной, мелководной среде.

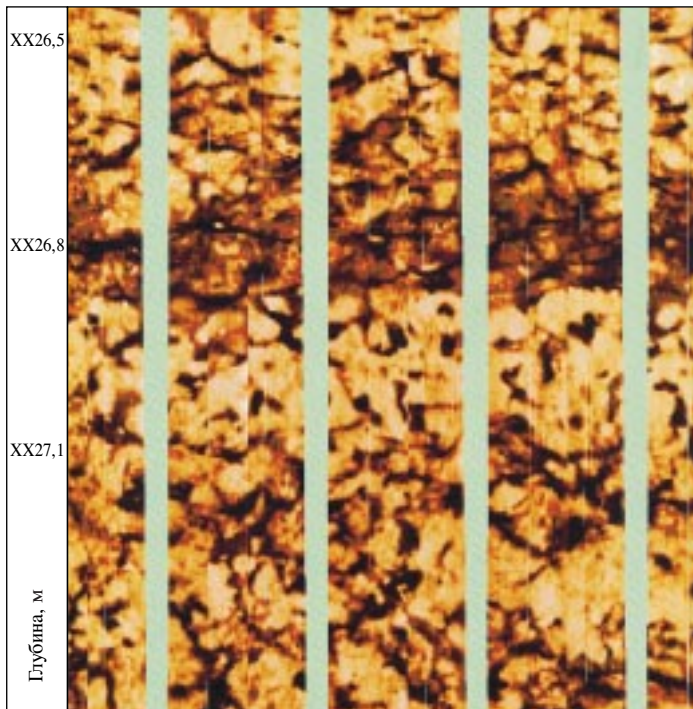
- **Аутигенные минералы** — Цемент и минералы, формирующиеся в породе после ее отложения, также являются дополнительными индикаторами. Присутствие пирита предполагает восстановительную обстановку; глауконит указывает на морскую среду; органическое вещество свидетельствует о незначительной переработке материала.

Факты накапливаются медленно и постепенно происхождение и эволюция резервуара становятся менее предположительными и более определенными. Для сравнения, картирование литофаций — это детальная, скрупулезная задача, но не менее сложная. В отличие от терригенных пород, характеристики пластов в карбонатах для возможности их быстрой корреляции по скважинам для всего месторождения, не такие четкие. Даже корреляция по скважинному наклонному номеру может оказаться обманчивой. Но есть и исключения. Например, эоловые карбонатные характеризуются непрерывностью и чередованием пластов, как и их силико-кластические эквиваленты. Хотя карбонаты более часто характеризуются рядом особенностей, такими как трещины, брекчии, стилолиты и каверны.

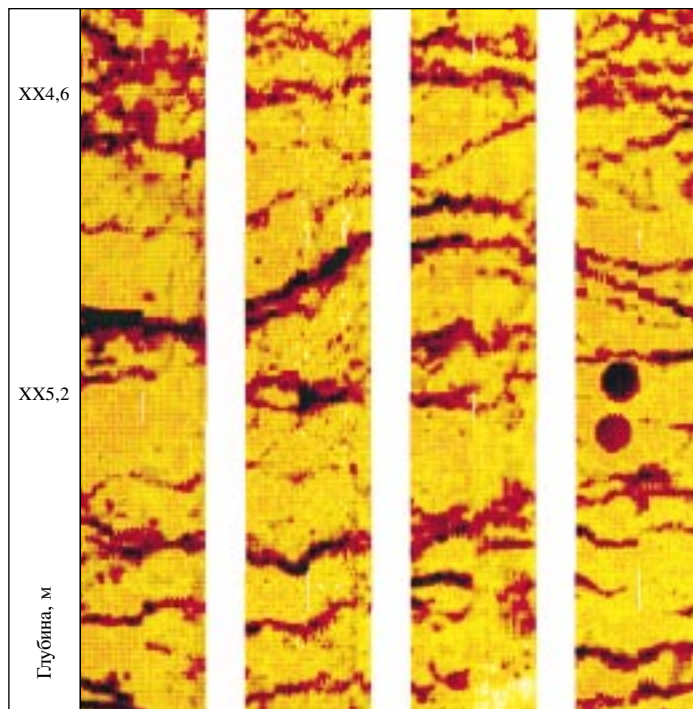
В скважинах, пробуренных с раствором на водной основе, прибор FMI Fullbore Formation MicroImager Tool (микрокаротаж с формированием изображений), помогает нефтепромысловому геологу выявить и каталогизировать все эти особенности. Этот прибор генерирует изображение большей части ствола скважины посредством 192 токоиспускающих дисковых электродов малого диаметра, смонтированных на четырех башмаках и на четырех прижимных щитках.

На снимках светлым цветом обозначены зоны с высоким удельным сопротивлением, указывая на зерна породы или поры, наполненные углеводородами, а темный цвет указывает на низкое удельное сопротивление, т.е. на водонасыщенные поры или на

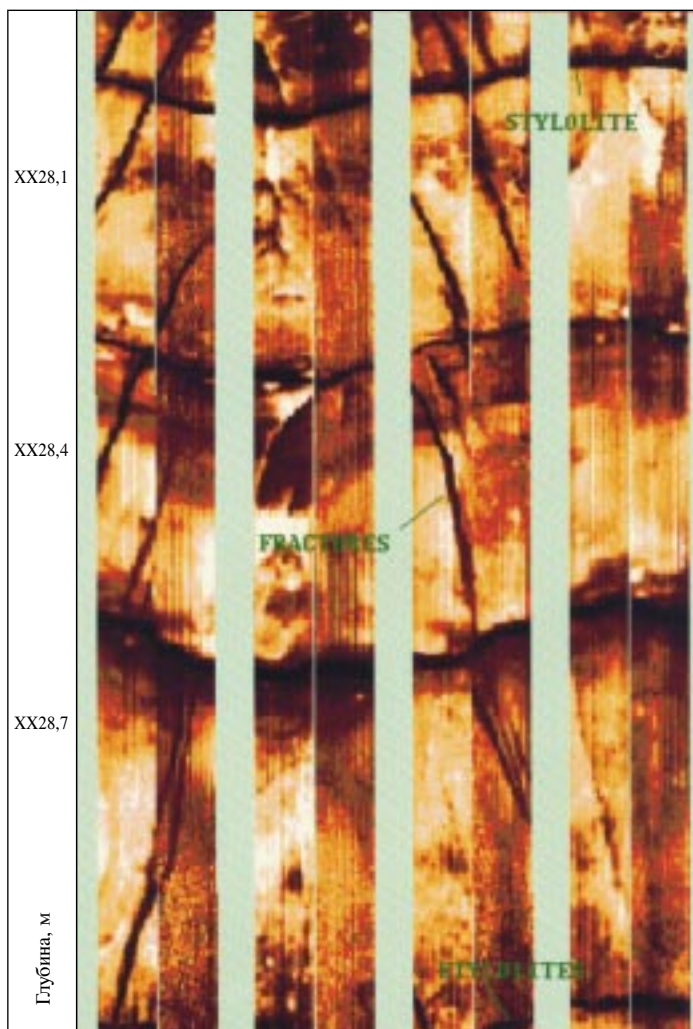
4. Dunham RJ: "Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture," in Ham WE (ed): *Classification of Carbonate Rocks*. Tulsa, Oklahoma, USA: American Association of Petroleum Geologists, 1962.



**Рис. 6.** Пятнистая текстура с маломощной продуктивной зоной на гл. XX26,8 м. Темный цвет интерпретируется как заполненные илом поры. Светлый цвет — зерна и матрица.



**Рис. 7.** Рой стилолитов в миссиссипском карбонате с видимыми двумя точками отбора керна.



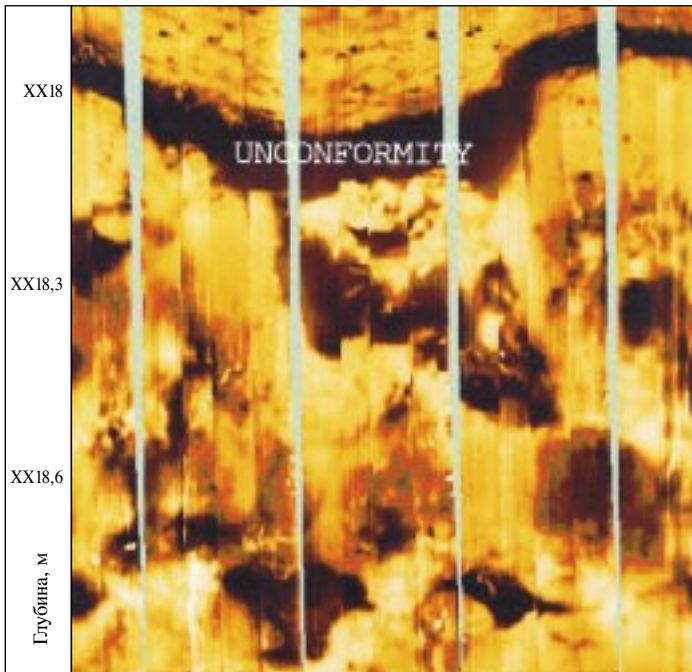
**Рис. 8.** Субгоризонтальные стилолиты (широкие темные полосы) и наклонные трещины (узкие темные линии) в ближневосточной карбонатной свите.

глины. Эти снимки не заменяют анализ керна, а скорее дополняют его. Часто требуется дополнительное подтверждение интерпретации, например для определения того, являются ли темноокрашенные участки зонами пористости или глинами. Однако, опытный интерпретатор изображений FMI может четко выделить многие характерные черты карбонатов размером до одного сантиметра (рис. 6—13).<sup>5</sup>

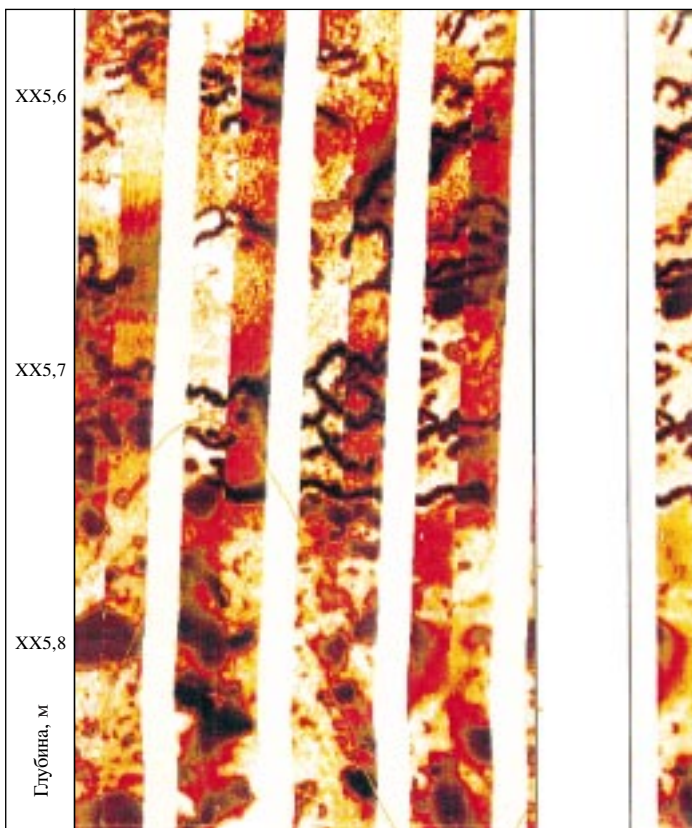
Недавняя тенденция в интерпретации FMI связана с количественным анализом изображений. Один из методов обработки автоматически определяет пять типов фаций на основе структурной классификации Нурми и др.<sup>6</sup> Фации — это однородные зоны постоянной удельной проводимости или сопротивления; зоны переслаивания (электро) проводящих и непроводящих пластов; зоны с перемежающимися или смежными участками проводимости, интерпретируемые как участки сообщающейся пористости; зоны сопротивления с *изолированными проводящими* участками, интерпретируемые как закрытая пористость; и

5. Serra O: *Formation MicroScanner Image Interpretation*. Houston, Texas, USA: Schlumberger Educational Services, 1989.

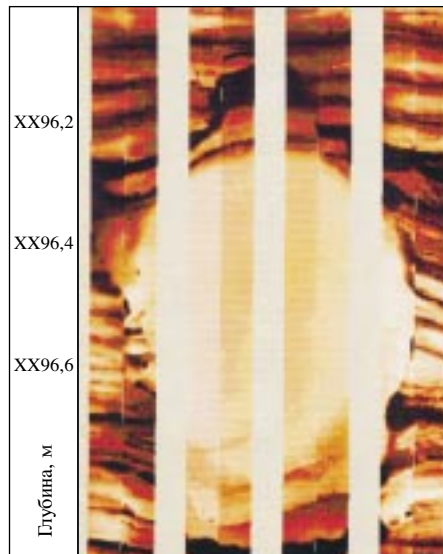
6. Nurmi R, Charara M, Waterhouse M and Park R: "Heterogeneities in Carbonate Reservoirs: Detection and Analysis Using Borehole Electrical Imagery," in Hurst A, Lovell MA and Morton AC (eds): *Geological Applications of Wireline Logs*. London, England: Geological Society of London, 1990.



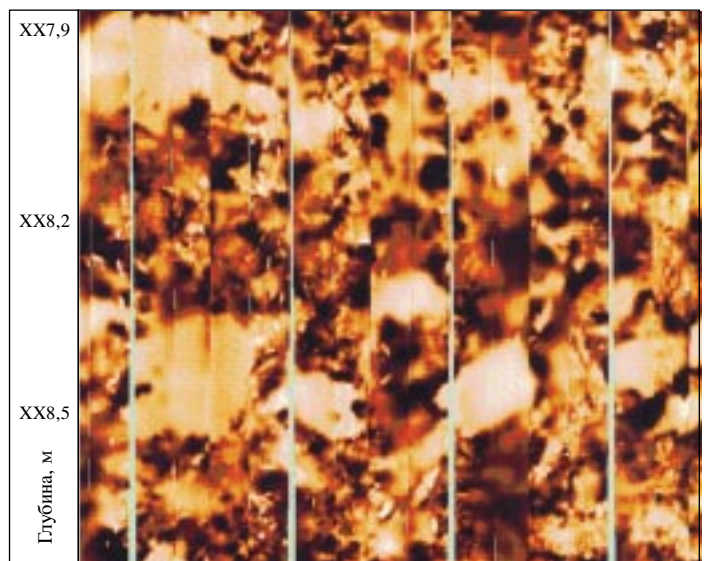
**Рис. 9.** Расхождение между перекрывающими сланцами и среднемиоценовыми карбонатами. Большие неправильные темные формы под расхождением — пустоты, образованные интенсивным растворением при субаэральном выходе на поверхность.



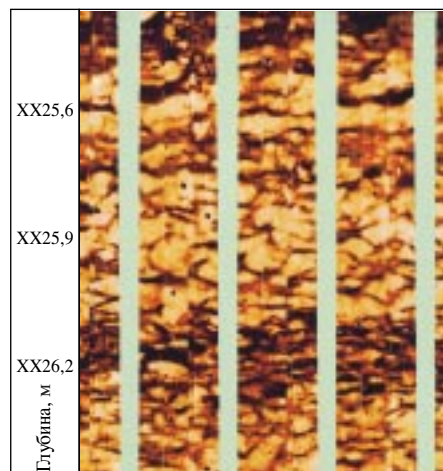
**Рис. 11.** Брекчия, образованная обрушением каверны в известняках и обозначенная сообщающимися каналами между острыми фрагментами пород. Такой тип брекчиевой пористости часто дает высокую продуктивность.



**Рис. 10.** Крупная кальцитовая конкреция, которая может помочь в реконструкции обстановки осадконакопления.



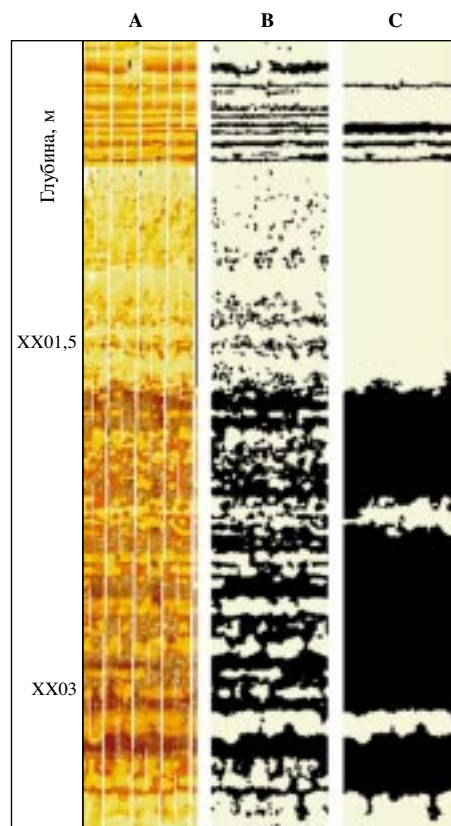
**Рис. 12.** Образование вторичного микролита в форме больших, светло окрашенных участков.



**Рис. 13.** Пятнистая текстура верхнемиоценового карбонатного коллектора на Ближнем Востоке.

проводящие зоны с изолированными участками сопротивления, вызванные, например, непроводящими конкрециями кальцита или ангидрита. Такая зональность может быть быстро рассчитана по изображениям и легко применима при картировании фаций в пределах месторождения (рис. 15).

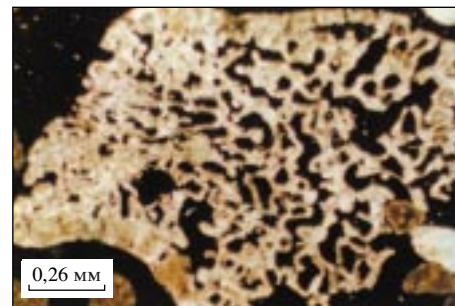
Более передовой метод обработки фактически оконтуривает на изображениях выявляемые объекты, такие как зерна породы или поры.<sup>7</sup> Это представляет собой определенную сложность, потому что выделение границы объекта зависит в какой-то мере от общей интенсивности изображения, которая варьирует. Решение состоит в сопоставлении границ объекта с точками перегиба в интенсивности изображения. Такой подход применяется в методе SPOT — определение вторичной пористости — пробной программой, используемой в пакете программ Geoframe фирмы Geocquest. Современная обработка методом SPOT может выделить границы как участков с высоким



**Рис. 15. Использование классификации пористости по Нурми при автоматической обработке данных. Изображение FMI обрабатывается для получения проводящих и непроводящих сегментов (В). Сегменты, которые не выдержаны по всему изображению, отбрасываются (С). Проводящий участок по каждому обработанному изображению наносится как каротажная кривая (синий цвет — В, красный цвет — С). Средние проводимости для непроводящих сегментов в В (зеленый цвет) и для проводящих сегментов в В (оранжевый цвет) показаны с вариацией толщины этих сегментов по ширине изображения (черный цвет).**

(светлый цвет), так и с низким (темный цвет) удельным сопротивлением (рис. 16). При лабораторных испытаниях на образцах пород с просверленными «порами» различного, но точно известного диаметра, такая обработка дала точное и воспроизводимое оконтуривание пор.

После оконтуривания проводящих и непроводящих участков можно рассчитать множественные количественные характеристики, такие как их средний размер, пространственная плотность участков, общая площадь, занимаемая ими на изображении, и «сообщаемость» их между собой. Позже мы опишем, как эти параметры могут помочь в определении пористости и проницаемости породы.

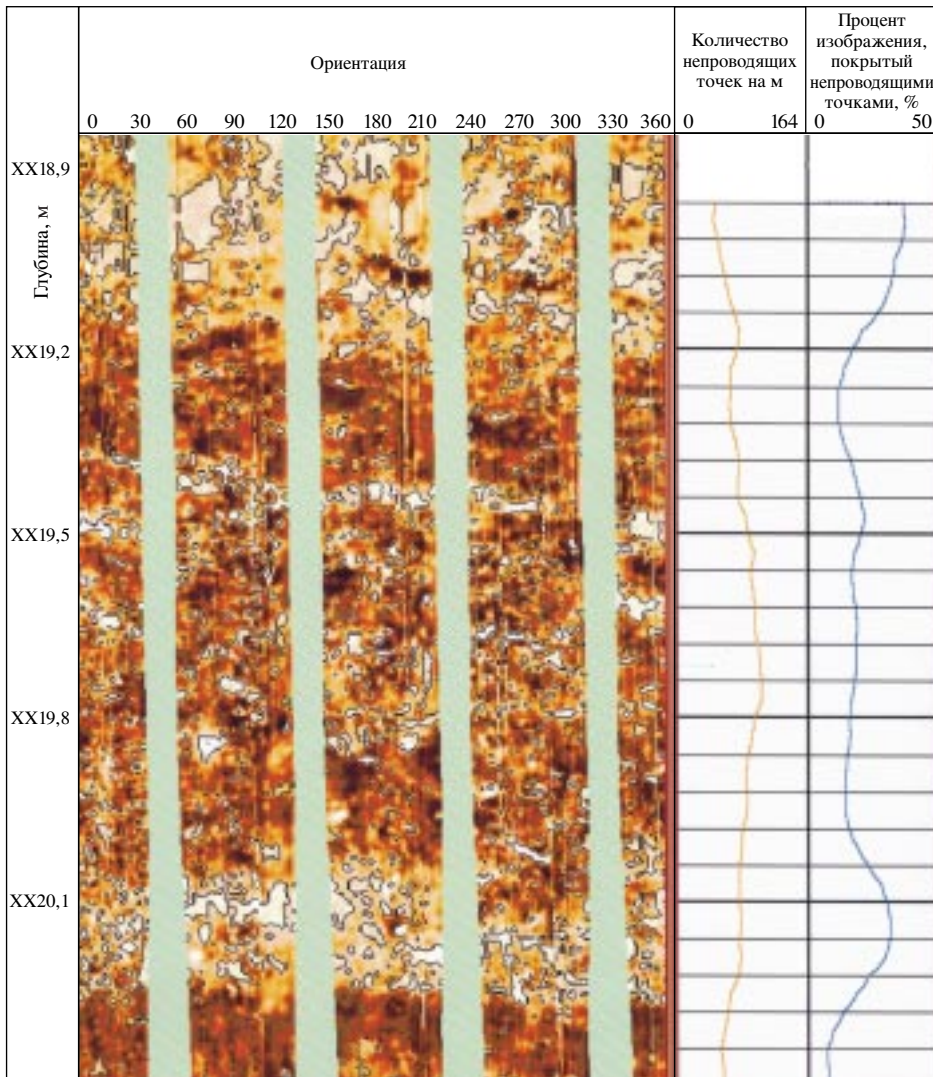


**Рис. 14. Невыполненная внутризерновая пористость (черный цвет) внутри крупного кораллового фрагмента. Голоценовые зарифовые пляжные осадки, Белиз, Британский Гондурас. Фотография в поперечно поляризованном свете.**

Средние размеры участков с высоким и низким сопротивлением недавно были использованы для определения типов пород по Данхэму на месторождении Оксидентл Ойл Компани в Индонезии и, таким образом, помогли в картировании фаций (рис. 19).<sup>8</sup> В данной интерпретации, участки с высоким сопротивлением соответствуют коралловому каркасу или зернам карбонатов, а участки с низким сопротивлением — порам или микритовой матрице. На каротажной диаграмме средние размеры двух типов участков нанесены вместе. Интерпретация учитывает разделение между кривыми и их абсолютные амплитуды.

Аргиллит интерпретируется при максимальном разделении кривых. Это происходит когда средний размер проводящих участков достигает пика — т.е. преобладает микритовый цемент, а средний размер участков с высоким сопротивлением — т.е. зерен — падает. Вакит интерпретируется при возрастании среднего размера участков с высоким сопротивлением, в то время как средний размер проводящих участков остается почти неизменным. Уплотненные породы интерпретируются при пиковых средних размерах участков с высоким сопротивлением. И последнее, зернистый известняк интерпретируется при равных средних размерах проводящих и непроводящих участков. Такая методика с широким охватом была сверена с описанием макрофаций по керну из двух скважин на месторождении.

- Delhomme JP: "A Quantitative Characterization of Formation Heterogeneities Based on Borehole Image Analysis," *Transactions of the SPWLA 33rd Annual Logging Symposium*, Oklahoma City, Oklahoma, USA, June 14-17, 1992, paper T.
- Roestenburg JW: "Carbonate Characterization and Classification from In-Situ Wellbore Images," presented at the 23rd Annual Convention of the Indonesian Petroleum Association, Jakarta, Indonesia, October 4-6, 1994.



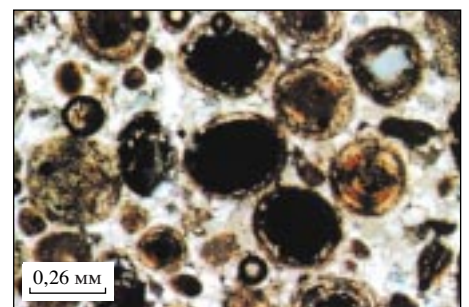
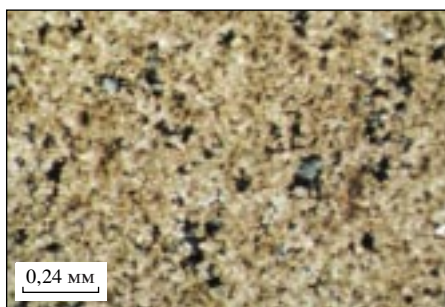
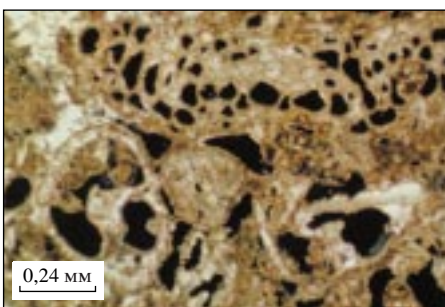
**Рис. 16.** Обработка методом SPOT изображений FMI оконтуривает либо непроводящие, либо проводящие включения или точки. Эти включения далее могут анализироваться для получения количественных параметров, таких как усредненный размер включений, плотность включений на метр, средний процент площади включений и даже оценка пористости и параметр сообщаемости.

Более того, как представляется, частота зон зеркального отражения двух кривых указывает на частоту полного осадочного цикла — от низкоэнергетического аргиллита до высокоэнергетического зернистого известняка.

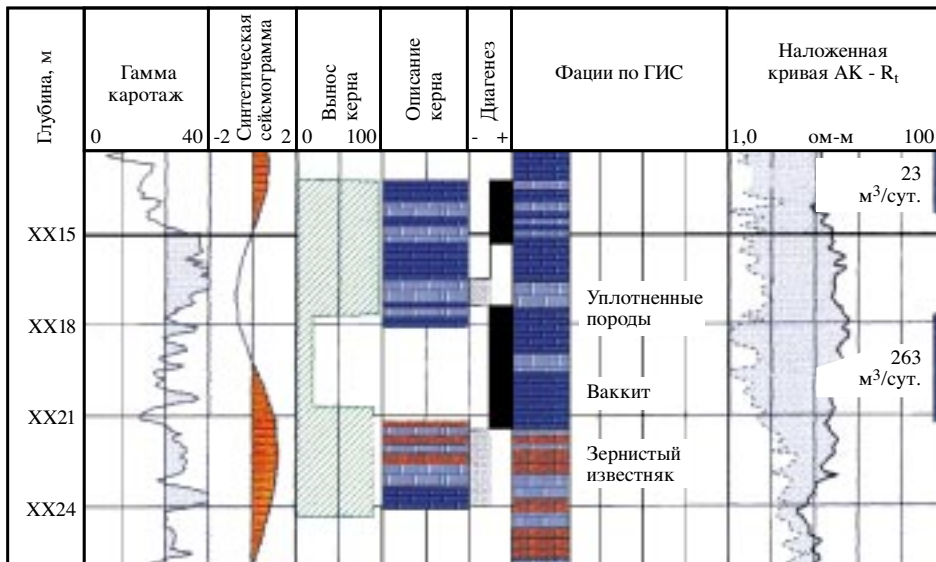
Без таких изображений, картирование фаций на основе значений по гамма-каротажу и другим видам ГИС часто может оказаться ненадежным. Самый безопасный подход, помимо отбора керна по каждой скважине, — это комплексная интерпретация всех имеющихся данных ГИС с изначальной калибровкой результатов интерпретации по керну. Пример такого подхода можно найти в исследовании, проведенном недавно Индийской Национальной комиссией по нефти и природному газу (ONGG) и фирмой Шлюмберже по сложнопостроенной среднеэоценовой карбонатной свите на акватории Индии.<sup>9</sup>

В этом исследовании первым шагом было определение фаций согласно классификации Данхэма по керну из четырех скважин, что потребовало анализа 120 шлифов, 12 аншлифов и шести снимков сканирующим электронным микроскопом. Данная петрологическая интерпретация далее комплексировалась статистически с пятью комплектами каротажа по тем же самым скважинам — каротажам плотности, нейтронной пористости, акустический каротаж, гамма-каротаж и флюидонасыщенность. Сопоставление значений по ГИС с описанием фаций выявило четкие связи между взвешенными комплексами каротажных данных и классификацией по Данхэму (рис. 18).

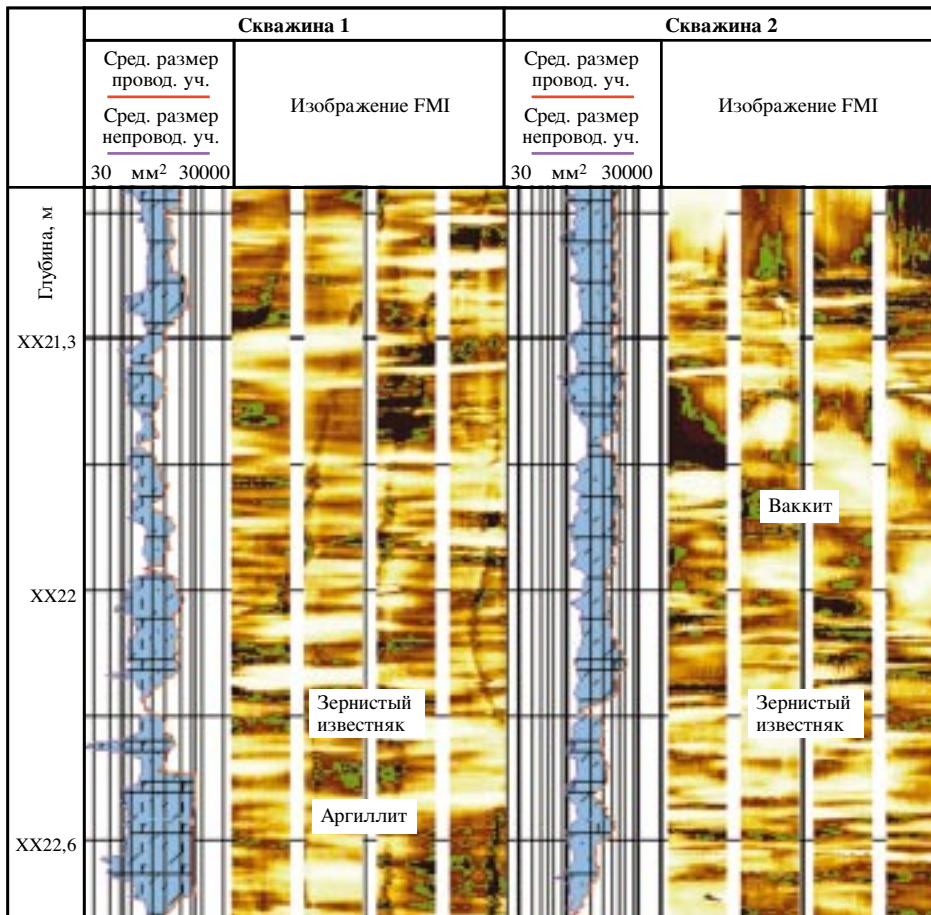
9. Vashist N, Dennis RN, Rajvanshi AK, Taneja HR, Wallia RK and Sharma PK: "Reservoir Facies and Their Distribution in a Heterogeneous Carbonate Reservoir: An Integrated Approach," paper SPE 26498, presented at the 68th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston Texas, USA, October 3-6, 1993.



**Рис. 17.** Фотографии в поперечно поляризованном свете, показывающие пористость. Слева: пониженная межзерновая и внутризерновая пористость (черный цвет) в фораминиферах и моллюсках. Плейстоценовые известняки Ки Ларго, Флорида, США. В центре: межкристаллическая пористость (черный цвет) в тонко- до среднекристаллических доломитах замещения. Среднеэоценовые известняки Эйвон Парк, Флорида. Справа: пустотная пористость отпечатков (черный цвет). Плейстоценовые оолиты Майами, Флорида.



**Рис. 18. Интерпретация фаций по классификации Данхэма с использованием статистической калибровки между данными ГИС и петрологическим анализом по керну в морском карбонатном месторождении, Индия. Калибровка позволяет картирование фаций по всему месторождению, используя данные ГИС по другим скважинам без отбора керна.**



**Рис. 19. Интерпретация фаций на карбонатной залежи Оксидентл Ойл Компани в Индонезии с использованием обработки SPOT для автоматизированной классификации по Данхэму по изображениям FMI. Тип породы по Данхэму интерпретируется сравнением относительной величины среднего размера проводящих и непроводящих включений. Интерпретация проверена по керну.**

Однако, в отличие от четырех типов по Данхэму, каротаж выделил пять типов фаций, последний из которых всегда присутствовал в зоне ваккитов, но на глубинах, где керн не отбирался. Эти фации были названы ваккиты+. Учитывая калибровку каротажа по описанию фаций в керне, можно провести прямую интерпретацию фаций по каротажу по всем оставшимся скважинам без отбора керна, а затем закартировать фации между скважинами.

### Оценка петрофизических параметров

Определение фаций по каротажу — достаточно трудное дело, но еще сложнее определение петрофизических параметров, таких как насыщенность и проницаемость. Причиной этого прежде всего является сложный диагенез и возникшие из-за него сложные системы пор большинства карбонатных пород. Аналитики данных ГИС разделяют пористость на первичную и вторичную, где первичная пористость существует во время формирования породы, а вторичная появляется как результат зрелости породы и превалирования диагенеза. Более детальная классификация Чокетта и Пряя содержит чрезвычайно разнообразие форм и размеров пор в карбонатах (рис. 20).<sup>10</sup>

Разнообразие типов пор объясняет неоднозначность определения проницаемости. Каверны и другие сходные пустоты могут создать высокую пористость, но постоянная сообщаемость пор, обычно принимаемая как должное в песчанниках, может и не существовать в карбонатах. И, что еще хуже, хаос может царить на всех уровнях. Для песчаников маленькие цилиндрические образцы керна диаметром 1,27 см обычно достаточно однородны для оценки средней проницаемости. В карбонатах, однако, иногда даже цельный керн может оказаться не представительным. Разброс значений проницаемости, замеренной в различном масштабе, может быть следствием неоднородности или анизотропии породы.<sup>11</sup> Единственный надежный способ оценить проницаемость в масштабе пласта — это при помощи испытания на кабеле, трубах или в процессе эксплуатации. И именно такой подход применялся на второй стадии исследования в Индии, где девять испытаний в двух скважинах установили связь между типом карбонатных фаций и проницаемостью.

10. Choquette PW and Pray LC: "Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates," *AAPG Bulletin* 54 (February 1970): 207-250.

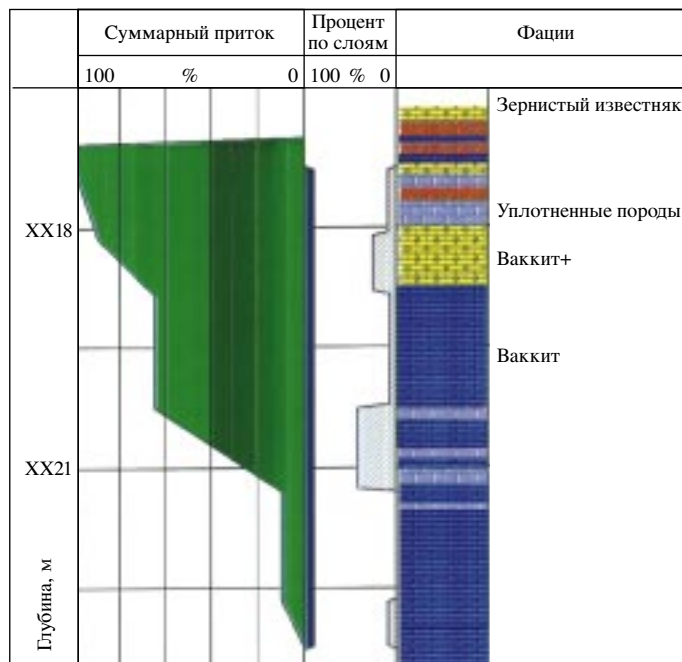
11. Ayan C, Colley N, Cowan G, Ezekwe E, Goode P, Halford F, Joseph J, Mongini A, Obondoko G, Pop J and Wannell M: "Measuring Permeability Anisotropy: The Latest Approach," *Oilfield Review* 6 (October 1994): 24-35.

Избирательная по материалу		Неизбирательная по материалу		Избирательная/Неизбирательная по материалу	
	Межзерновая		Трещинная		Брекчиевая
	Внутризерновая				
	Межкристаллическая		Канальная		Фукоидная
	Отпечатковая		Кавернозная		Фитоморфозная
	Фенестральная				
	Первичная		Карстовая*		Усадочная
	Роста каркаса	* Карстовая относится к крупным порам каналов или пустот размером более метра			

**Рис. 20.** Классификация пористости карбонатов по Чокетту и Прено: избирательная по материалу пористость включает межзерновую пористость; внутризерновую пористость в первоначальных зернах каркаса; межкристаллическую пористость внутри кристаллизованного микрита и/или доломита; пористость отпечатков в результате растворения зерен; крупномасштабную пористость каркаса, называемую фенестральной пористостью и возникающую обычно при растворении водорослевых микритовых отложений; первичную пористость, описывающую поровое пространство, которые сохраняются в результате больших перекрывающих зерен; пористость роста каркаса, которая является естественным продуктом жизнедеятельности, например коралловых рифов. Неизбирательная пористость включает трещинную пористость; канальную пористость, вызванную интенсивным выщелачиванием; кавернозную пористость, которая возникает в результате обширного растворения материала и не сохраняет следов первоначального зерна; крупную карстовую пористость, возникающую в результате очень интенсивного и продолжительного выщелачивания. Пористость, которая может относиться и к тем и к другим включает брекчиевую, фукоидную и фитоморфозную (ходы илоедов) и усадочную пористость.

Для каждого типа исследуемых карбонатных фаций определялось значение проницаемости. Затем, по каждому испытанию, дебит скважины, рассчитанный по замерам, сравнивался с суммарными притоками отдельных типов фаций по скважине. Приток по каждой фациальной зоне являлся произведением неизвестной проницаемости для этого типа и его суммарной мощности по скважине. Результат расчетов представляет собой диапазон проницаемостей для каждого фациального типа с двумя разновидностями, проницаемыми на практическом уровне — зернистым известняком и ваккитом+. Эксплуатационный каротаж в одной скважине подтвердил продуктивность ваккита+ (рис. 21).

Гораздо более раннее исследование, до появления технологии каротажных изображений, также выявило четкие различия проницаемости различных типов пород по Данхэму. В этой работе впервые был применен рудиментарный метод анализа данных ГИС для отличия одного типа пород от другого (рис. 22).<sup>12</sup> Как только тип породы был определен, соответствующая зависимость проницаемости от пористости



**Рис. 21.** Сопоставление испытаний скважины с классификацией по Данхэму для морского карбонатного месторождения в Индии для получения значений проницаемости для основных типов фаций. Профиль суммарного притока (слева) и процент притока от каждого слоя (в центре) подтверждает высокую проницаемость ваккита+ (справа).

12. Nurmi RD and Frisinger MR: "Synergy of Core Petrophysical Measurements, Log Data, and Rock Examination in Carbonate Reservoir Studies," paper SPE 11969, presented at the 58th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, California, USA, October 5-8, 1983.

применялась по всем глубинам для расчета проницаемости по каротажу пористости. Метод привел к гораздо лучшему согласованию с измеренными значениями проницаемости по керну, чем было достигнуто до этого.

В целом, существует два способа определения неявных петрофизических параметров, таких как проницаемость по данным ГИС. Один из них — это установление зависимости между параметром и данными ГИС статистически, с калибровкой зависимости по измерениям параметров в поле или в лаборатории. Калибровку можно осуществлять только по одной скважине или

же по всему месторождению. Примером может быть исследование по индийской акватории, где результаты испытаний скважин увязывались со статистически выведенной интерпретацией фаций. Таких статистических методов существует множество и в настоящее время это включает использование нейронных сетей, которые пытаются имитировать или даже улучшить нашу врожденную способность видеть закономерности в разнообразных данных.<sup>13</sup>

Другой подход заключается в каком-либо прямом измерении параметров, связанных с пористостью, в идеале по ГИС, а потом связать это с искомыми петрофизи-

ческими параметрами, такими как проницаемость и насыщенность. В этом плане, последние достижения связаны с изображениями FMI, опять благодаря методу SPOT. Часть изображения, выделенная как поровое пространство, ведет прямо к новой оценке пористости, при условии, конечно, что темные участки, интерпретируемые на снимке как поры, являются именно таковыми.

В скважине, пробуренной в карбонатном пласте в Италии, пористость, полученная по методу SPOT, хорошо сопоставима со значениями, полученными при традиционной интерпретации каротажа пористости и нейтронного каротажа (рис. 23). На большой

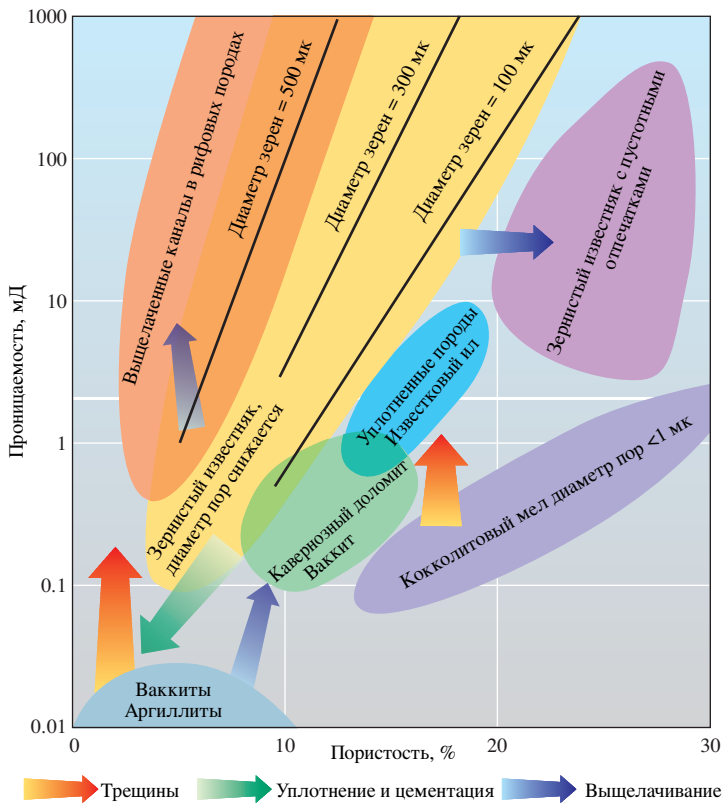


Рис. 22. Взаимосвязь пористости и проницаемости для карбонатных пород на основе классификации Данхэма.

13. Wiener JM, Rogers JA, Rogers JR and Moll RF: "Predicting Carbonate Permeabilities from Wireline Logs Using a Back-Propagation Neural Network," Expanded Abstracts, SEG 61st Annual International Meeting and Exposition, Houston, Texas, USA, November 10-14, 1991: 285-288.  
Mohaghegh S, Arefi R, Ameri S and Rose D: "Design and Development of an Artificial Neural Network for Estimation of Formation Permeability," paper SPE 28237, presented at the SPE Petroleum Computer Conference, Dallas, Texas, USA, July 31-August 3, 1994.

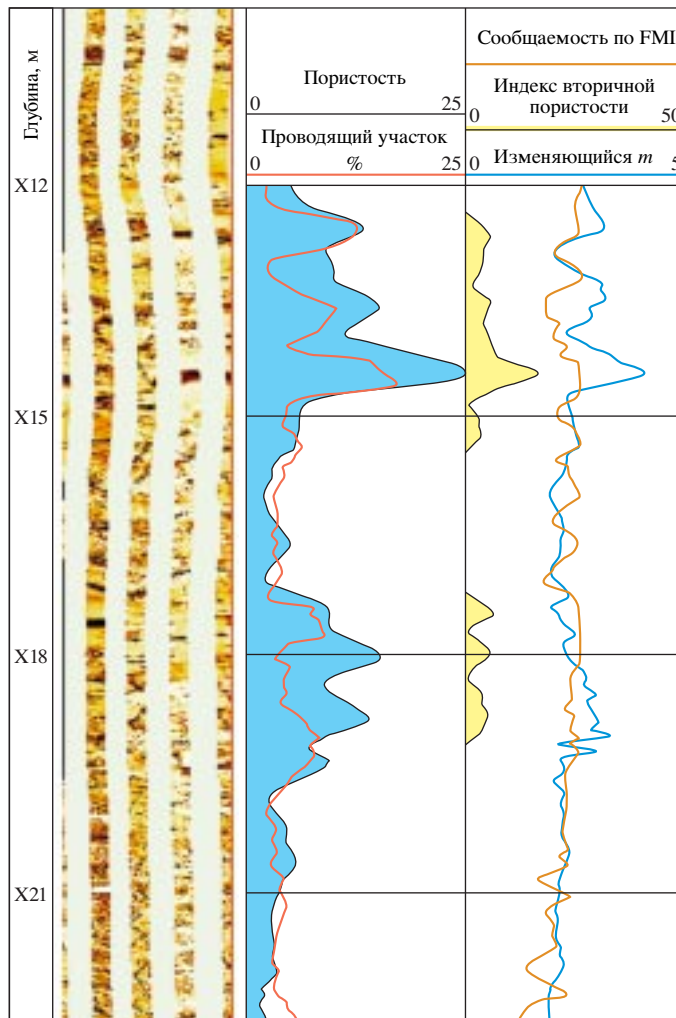
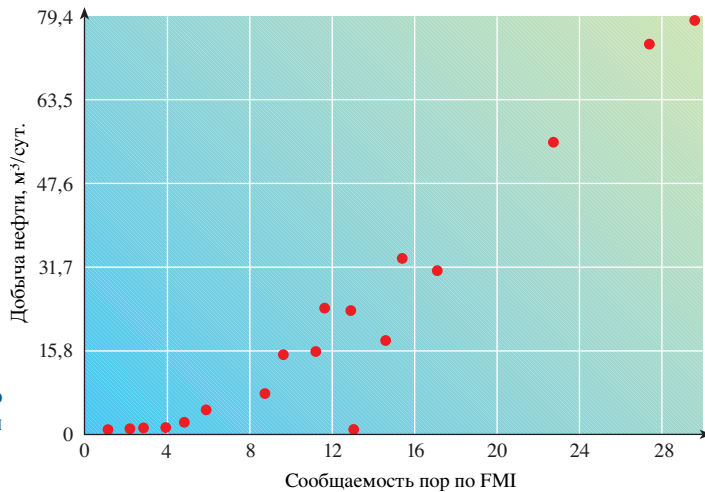


Рис. 23. Карбонатное месторождение в Италии: изображение FMI (левая дорожка) позволяет провести расчет методом SPOT процента площади проводящих объектов. Сравнение (средняя дорожка) между пористостью по SPOT (оранжевая кривая) и пористостью по нейтронному плотностному каротажу (черная кривая) показывает хорошую сходимость. Экспонента Арчи «*m*» (синяя кривая), рассчитанная по  $R_{xo}$  и данным каротажа EPT (распространения электромагнитных волн) и сообщаемость порового пространства, рассчитанная по изображению FMI (золотистая кривая), также коррелируют (правая дорожка), за исключением участков, где имеется вторичная пористость (желтый цвет).

**Рис. 24. Данные по карбонатным нефтяным коллекторам в Оклахоме и Техасе, США, указывающие на корреляцию между дебитом скважины и сообщаемостью пор, полученной по изображениям FMI. Данные относятся к скважинам, для которых известно, что они не секут трещины и стилолитовые системы.**

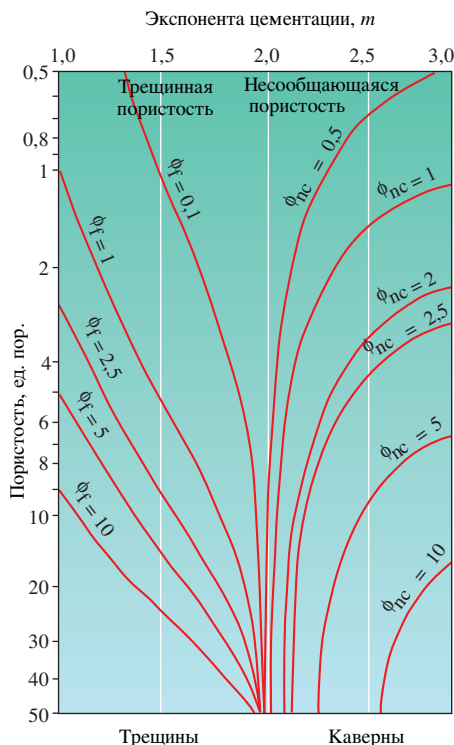


части прокаротированного интервала оба значения хорошо согласуются, в то время как на других участках пористость, рассчитанная по изображениям FMI существенно ниже значений по традиционным методам. Это может быть связано с тем фактом, что прибор FMI реагирует только на поры больше чем 5-миллиметровое разрешение прибора и пропускает менее крупные межзерновые и микритовые поры. Интересно, что зоны с разными значениями пористости совпадают с зонами, отмеченными индексом вторичной пористости при интерпретации данных SPOT.

Другим расчетом по методу SPOT является сообщаемость пор, изящно задуманная, но неизбежно ограниченная попытка количественно определить степень сообщаемости пор, выделенных на изображении.

Ограничение налагается потому, что двухмерное изображение может дать только ограниченную информацию о трехмерной сообщаемости. Тем не менее, значение сообщаемости по SPOT привело к успешному прогнозу продуктивности нефтяных и газовых скважин в ордовикских карбонатах Техаса и Оклахомы с кавернозной открытой пористостью (рис. 24).

Без применения изображений типовой подход к геометрии пор заключается в



**Рис. 25. Предполагаемое изменение экспоненты Арчи «m» в трещиноватых и кавернозных породах (по Watfa/ и Nurmi, ссылка 16.)**

использовании закона Арчи с экспонентой цементации  $m$ :

$$R_f = \frac{R_w}{\phi^m}$$

где  $R_p$ ,  $R_w$  и  $\phi$ , соответственно, удельное сопротивление водонасыщенного пласта, сопротивление связанной воды и пористость.<sup>14</sup> С самого начала, исследователи уловили, что экспонента цементации содержит что-то информативное о поровом пространстве, в частности, о его извилистости и поэтому может помочь в оценке проницаемости, а также в интерпретации коротажей сопротивления. Были разработаны несколько теоретических формул для проницаемости на основе  $m$ , ниже приводится недавний пример:

$$k = 126,7 \phi^m R^2 \text{ миллидарси,}$$

где  $R$  является радиусом «эффетивных» пор в микронах.<sup>15</sup>

Экспонента  $m$  является довольно постоянной величиной (около 2) для песчаников и для оолитовых карбонатов сходного строения. Но в других карбонатных породах она принимает любые значения. В трещиноватых карбонатах  $m$  тяготеет к значению 1, а в породах с несообщающимися кавернами  $m$  достигает 3, 4 или выше (рис. 25).<sup>16</sup>

Одна детальная работа Фока и Манна по карбонатам Катара показывает не только изменчивость  $m$  в зависимости от пористости — и эта изменчивость велика — но также и зависимость этой функции от проницаемости.<sup>17</sup> Сложность применения  $m$  для анализа карбонатов зависит, следовательно, от возможности надежно оценить экспоненту на любой глубине, а не использовать произвольную величину, обычно 2, полученную эмпирически на песчаниках.

Методику решения этой задачи первым предложил Люсия из Шелл Ойл в 1981 г.<sup>18</sup> Используя образцы из карбонатных пластов в Техасе, США и Альберте, Канада, Люсия отметил, что  $m$  однозначно зависит от процента пористости породы, занимаемой несообщающимися кавернами. Оцените это значение по образцам керна, предложил он, и вы сможете подобрать вероятную величину  $m$  для некоторых интервалов в скважине.

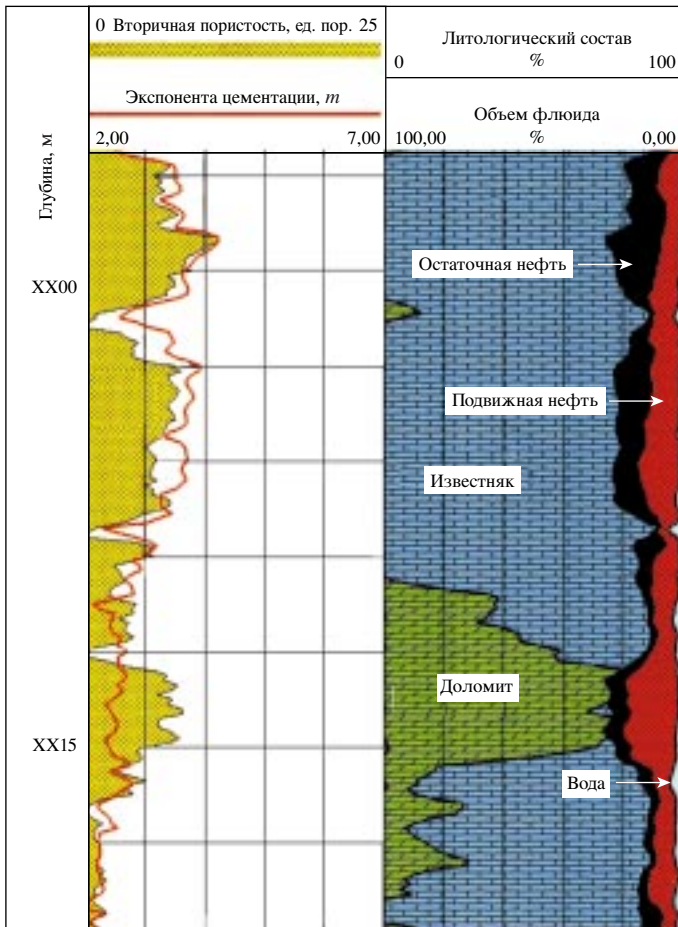
14. "Archie's Law," *The Technical Review* 36, no. 3 (July 1988): 4-13.

15. Watfa M and Youssef FZ: "An Improved Technique for Estimating Permeability in Carbonates," paper SPE 15732, presented at the 5th SPE Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, March 7-10, 1987.

16. Watfa M and Nurmi R: "Calculation of Saturation, Secondary Porosity and Producibility in Complex Middle East Carbonate Reservoirs," *Transactions of the SPWLA 28th Annual Logging Symposium*, London, England, June 28-July 2, 1987, paper CC.

17. Focke JW and Munn D: "Cementation Exponents (m) in Middle Eastern Carbonate Reservoirs," paper SPE 13735, presented at the Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, March 11-14, 1985.

18. Lucia FJ: "Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space," paper SPE 10073, presented at the 56th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 5-7, 1981.



**Рис. 26. Экспонента Арчи « $m$ », определенная по ЕРТ и каротажам сопротивлений, в сравнении с вторичной пористостью, определенной вычитанием пористости по акустическому каротажу из пористости по нейтронному плотностному каротажу — в арабской карбонатной свите. В зоне чистых известняков, наверху, два параметра сходятся хорошо. В зоне доломитов, внизу, они расходятся, указывая на присутствие несообщающейся кавернозной пористости.**  
[Перепечатано по Nurmi и др.: "Typecasting heterogeneities", *Middle East Well Evaluation Review*, no. 10 (1991): 16-32.]

Вскоре после этого был разработан более гибкий метод, позволяющий оценить параметр  $m$  по каждому метру разреза. Этот метод использовал новый вид каротажа — время прохождения высокочастотного электромагнитного сигнала, или  $t_{pl}$ .<sup>19</sup> Как и при каротаже сопротивлений,  $t_{pl}$  зависит от водонасыщенной пористости, но без экспоненты. Комплексирование удельного сопротивления и  $t_{pl}$  позволяет, таким образом, отбросить фактор пористости для непрерывного анализа  $m$ . Результаты такого расчета  $m$  повысили точность оценки карбонатов на ряде месторождений Ближнего Востока (рис. 26). Методика впоследствии была расширена с использованием преимуществ еще одного вида каротажных исследований — импульсного нейтронного каротажа, или TDT — позволив непрерывное измерение не только  $m$ , но также экспоненты насыщения  $n$ .<sup>20</sup>

Экспонента  $n$  входит в уравнение Арчи, принятое для пород, насыщенных углеводородами:

$$R_t = \frac{R_w}{(\phi^m S_w^n)}$$

где  $S_w$  представляет собой водонасыщенность. Как и экспонента  $m$ ,  $n$  также неоднозначна в карбонатах, показывая иногда предельно широкое отклонение от традиционно принимаемого значения.<sup>21</sup> Это было продемонстрировано на нескольких экспериментах по керну, а самая последняя работа по этой теме принадлежит Бувье (рис. 27).<sup>22</sup> Петрофизики подозревают, что вероятная причина несовпадения кроется в крошечных микропорах микритовой матрицы породы. Скорее всего, эти маленькие поры все еще содержат первоначальную воду, в то время как крупные поры содержат нефть. Также вероятно, что микрит сохраняет водосмачиваемость, а зерна становятся нефтесмачиваемыми. Оба явления могут объяснить, почему карбонатные пласты, из которых добывается только нефть,

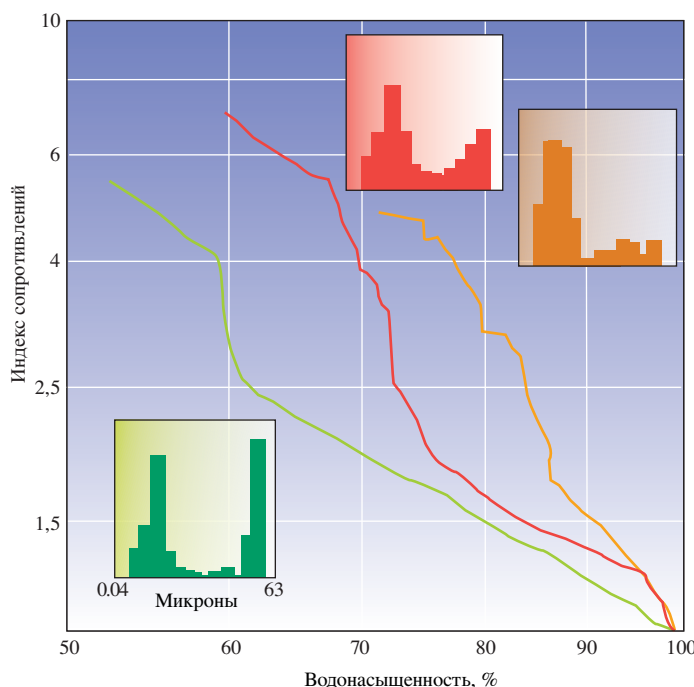
19. Freeman DW and Henry KC: "Improved Saturation Determination with EPT," paper SPE 11466, presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference, Manama, Bahrain, March 14-17, 1983.  
Amin AT, Wafra M and Awad MA: "Accurate Estimation of Water Saturations in Complex Carbonate Reservoirs," paper SPE 15714, presented at the 5th SPE Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, March 7-10, 1987.

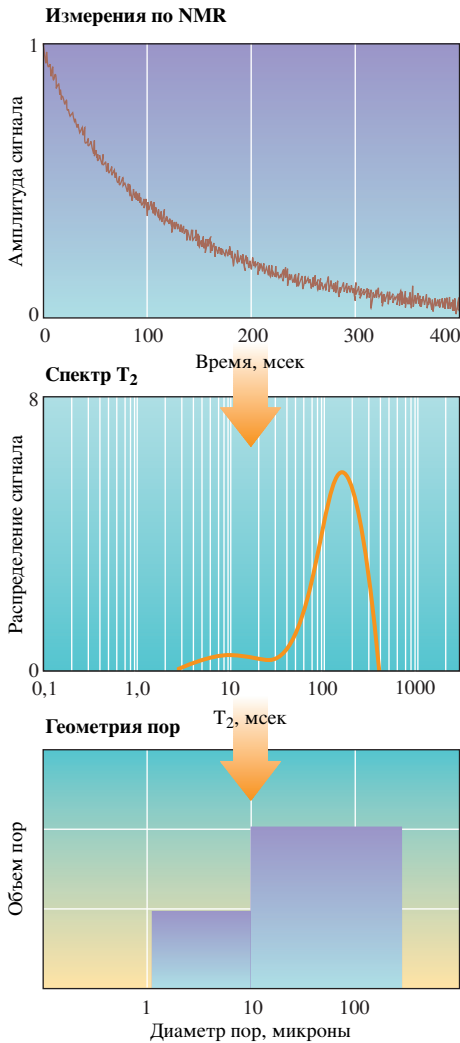
20. Wafra M: "Using Electrical Logs to Obtain the Saturation Exponent ( $n$ ) in the Archie Equation," paper SPE 21415, presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, March 2-5, 1991.

21. "Archie II: Electrical Conduction in Hydrocarbon-Bearing Rock," *The Technical Review* 36, no. 4 (October 1988): 12-21.

22. Bouvier L: "Les Saturations en Réservoir Carbonaté à Double Porosité: Réconciliation des Mesures Laboratoires et Diagraphies," *Pétrole et Techniques* 375 (October 1992): 21-42.

**Рис. 27. Кривые зависимости сопротивления от насыщенности для карбонатных пород по трем образцам карбонатов, указывающие на зависимость от распределения размера пор. Линейная зависимость при высокой водонасыщенности, вероятно, зависит от крупных пор, в то время как функция при низком насыщении определяется мелкими порами. Индекс сопротивления определяется как отношение удельного сопротивления породы при произвольном насыщении к сопротивлению водонасыщенной породы.**  
(По Bouvier, ссылка 22.)





**Рис. 28.** Амплитуда затухающего сигнала по скважинному замеру ядерного магнитного резонанса (вверху) преобразуется в спектр релаксации  $T_2$  (в центре), а затем интерпретируется в терминах геометрии пор породы (внизу). (По Morriss и др., ссылка 23.)

иногда имеют низкое удельное сопротивление, более характерное для водоносных горизонтов. По сути, водонасыщенные микропоры ведут к короткому замыканию тока исследования.

В итоге, классический подход с уравнением Арчи для анализа сложной геометрии порового пространства карбонатов изобилует препятствиями, преодолеть которые удалось лишь частично.

### Новые методы ГИС

Сегодня два новых метода каротажа — каротаж ядерно-магнитного резонанса (NMR) и каротаж волн Стоунли — предлагают новые перспективы для определения проницаемости и структуры пор карбонатов. Теоретические основы для обоих методов известны уже давно, но до недавнего времени они не имели адекватного технического воплощения. Ситуация изменилась с внедрением

прибора комбинированного магнитного резонанса CMR и прибора дипольного акустического каротажа поперечных волн с формированием изображений DCI.

При ядерно-магнитном резонансе резкие магнитные импульсы используются для мгновенной переориентации молекул водорода в сторону от направления окружающего магнитного поля. После спада каждого импульса, молекулы водорода снова переориентируются по окружающему магнитному полю, испытывая колебания в процессе. Наблюдение за этими колебаниями позволяет измерения количества молекул водорода, релаксирующих после наложенного магнитного импульса, а скорость, с которой они переориентируются по окружающему магнитному полю, называется релаксацией.

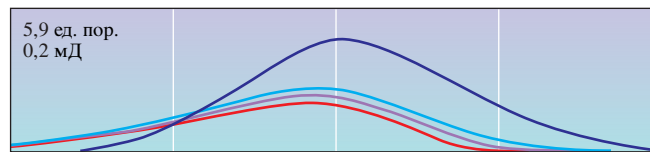
Последствия для каротажа чрезвычайно важны. Измерение релаксирующих молекул водорода позволяет определять пористость, а времена релаксации показывают размер пор, содержащих молекулы водорода. Времена релаксации короче в маленьких порах, потому что водородные молекулы находятся вблизи поверхности зерен, где взаимодействие с поверхностью ускоряет релаксацию. В крупных порах времена релаксации дольше. Измерение спектра времен релаксации — так называемое время релаксации  $T_2$ , возникающего по каждому импульсу, обещает возможность оценки диапазона размеров пор в породе-коллекторе. В песчаниках сходимость между

временами релаксации  $T_2$  и данными ртутной порометрии — стандартного лабораторного метода анализа размерности пор, а точнее их горловин — обычно хорошая (рис. 28).<sup>23</sup> Это указывает на то, что в песчаниках существует предсказуемая взаимосвязь между размерами пор и их горловин. Исследователи проводят сходные измерения по карбонатам, но результаты пока не показывают такой же предсказуемой зависимости.

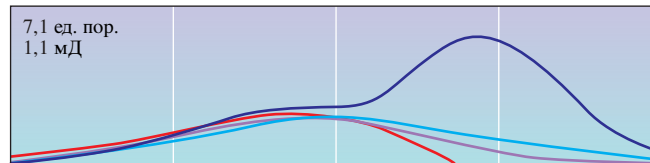
Измерения CMR осуществляются прибором с прижимным башмаком с постоянными магнитами, которые создают окружающее поле, полностью сфокусированное в пласте. Это устраняет сигнал от ствола скважины — проблему, присущую аппаратуре в прошлом, когда применялось намного более слабое и несфокусированное поле Земли. Устранение сигнала от ствола требовало в прошлом применение дорогого и непопулярного метода добавки магнетита во всю колонну раствора в скважине. Глубина исследования нового прибора составляет около 2,5 см, а мертвая зона прямо перед башмаком не подвержена большинству эффектов глинистой корки

23. Morriss CE, MacInnis J, Freedman R, Smaardyk J, Straley C, Kenyon WE, Vinegar HJ and Tutunjian PN: "Field Test of an Experimental Pulsed Nuclear Magnetism Tool," *Transactions of the SPWLA 34th Annual Logging Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, June 13-16, 1993, paper GGG.

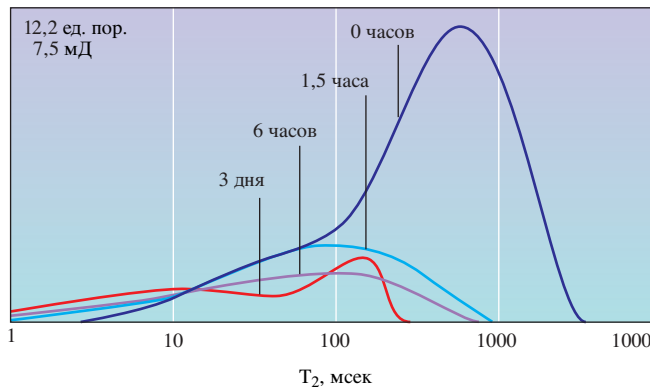
**Образец керна 1**



**Образец керна 2**



**Образец керна 3**

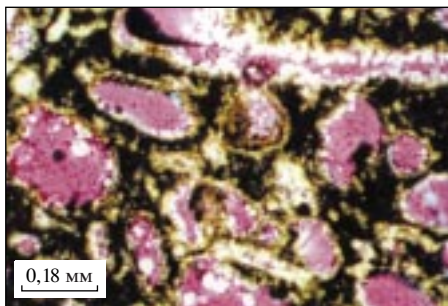


**Рис. 29.** Спектры  $T_2$  для трех образцов в течение лабораторного центрифугирования для вытеснения воды из пор. При продолжении центрифугирования в течение трех суток вода постепенно вытесняется из крупных пор, оставаясь в некотором количестве в маленьких порах.

или неровности стенки скважины. Вертикальное разрешение составляет только около 15 см, в сравнении с высокоразрешающим каротажем FMI.

Недавняя обработка каротажа CMR в карбонатных пластах Западного Техаса в комплексе с лабораторными измерениями по керну из скважин иллюстрирует широчайшие возможности для петрофизического анализа в целом.<sup>24</sup> Исследуемые пласты представлены частично доломитизированными карбонатами с большим процентом несообщающейся кавернозной пористости. Кроме этого, прослойки алевролита являются вертикальными барьерами проницаемости. Основная сложность интерпретации — это оценка по всем глубинам того, какой фактический процент пористости связан с продуктивностью пластов. Такая задача требует обоснованного исключения незначительного порового пространства в алевролитах и несообщающейся кавернозной пористости.

По водонасыщенным кернам измерялись спектры  $T_2$  до и после центрифугирования для удаления всей подвижной воды (рис. 29). До центрифугирования спектры показывают водонасыщенную пористость для всего диапазона размеров пор, а после центрифугирования спектры уже не содержат крупных пор, поскольку из них удалена вода. Приравнивая разницу в пористости по двум спектрам к объему воды, удаленной центрифугированием, авторы установили граничное значение  $T_2$  в 95 мсек для разделения мелких и крупных пор. Применение этого граничного значения к спектрам, замеренным прибором CMR, позволило оценить зоны мелких пор, которые хорошо коррелировали с алевролитовыми прослойками по другим видам каротажа. После визуального анализа керна было выбрано второе граничное значение в 750 мсек для отделения каверн от межзерновой пористости. Эта величина также применялась для

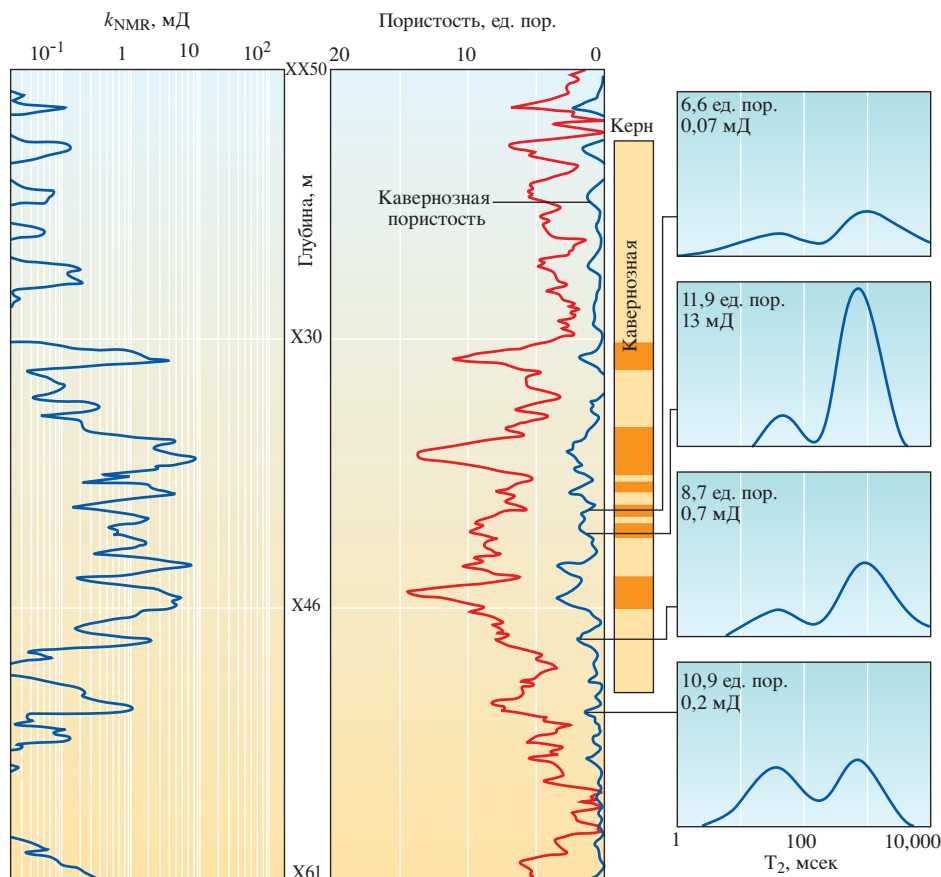


**Рис. 30. Пористость отпечатков (фиолетовый цвет). Содержавший окаменелости микрит был замещен доломитом и более растворимые известковые ископаемые организмы растворились, оставив пористость отпечатков. Верхнеэоценовые известняки Окала, Флорида. Добавлена гипсовая пластинка.**

спектров значений, замеренных в скважине, обеспечив выделение зон кавернозной пористости (рис. 31).

Недавние лабораторные исследования образцов керна по карбонатам месторождения Мубарраз в Абу Даби, ОАЭ, подтверж-

дают возможности измерений методом NMR.<sup>25</sup> Сложности в этой области лежат в способности различать микропоры в микритовой матрице и намного более крупные продуктивные межзерновые поры. Проанализировав 20 образцов по двум скважинам, группа специалистов фирмы Шлюмберже и Абу Даби Ойл Компани установила, что микропоры правильно определялись, используя граничное значение времени релаксации в 190 мсек для спектров  $T_2$ , полученных по лабораторным замерам. Более того, имелась возможность различения проницаемых фаций зернистых известняков и менее проницаемых уплотненных пород и аргиллитов с граничными значениями в 225 мсек. Наконец, данные NMR могут интерпретироваться с более точной оценкой проницаемости в сравнении с полученной по традиционным каротажам пористости. В настоящее время в Абу Даби испытывается каротажный прибор CMR, и с большей вероятностью ожидается, что такие же впечатляющие результаты будут получены по скважинам.



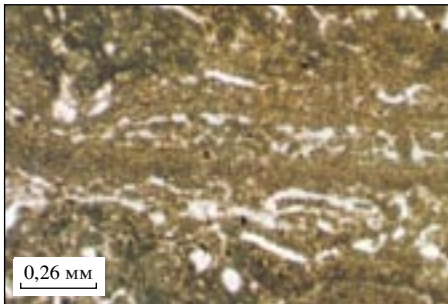
**Рис. 31. Спектры  $T_2$  для кавернозных карбонатов, показывающие систему двойной пористости и каротажная диаграмма кавернозной пористости, полученная при анализе только правой части спектров NMR, выше граничного значения 750 мсек.**

24. Chang D, Vinegar H, Morriss C and Straley C: "Effective Porosity, Producibile Fluid and Permeability in Carbonates from NMR Logging," *Transactions of the SPWLA 35th Annual Logging Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, June 19-22, 1994, paper A.

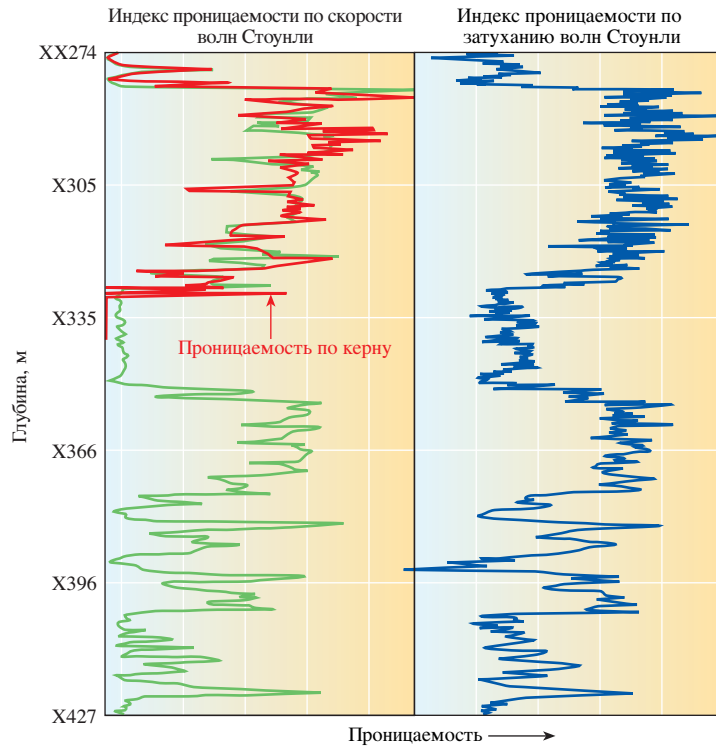
25. Kenyon WE, Takezaki H, Straley C, Sen PN, Herron M, Matteson A, Petricola MJ: "A Laboratory Study of Nuclear Magnetic Resonance Relaxation and its Relation to Depositional Texture and Petrophysical Properties—Carbonate Thamama Group, Mubarraz Field, Abu Dhabi," paper SPE 29886, presented at the SPE Middle East Technical Conference and Exhibition, Bahrain, March 11-14, 1995.

26. Winkler KW, Liu H-L and Johnson DL: "Permeability and Borehole Stoneley Waves: Comparison Between Experiment and Theory," *Geophysics* 54 (January 1989): 66-75.

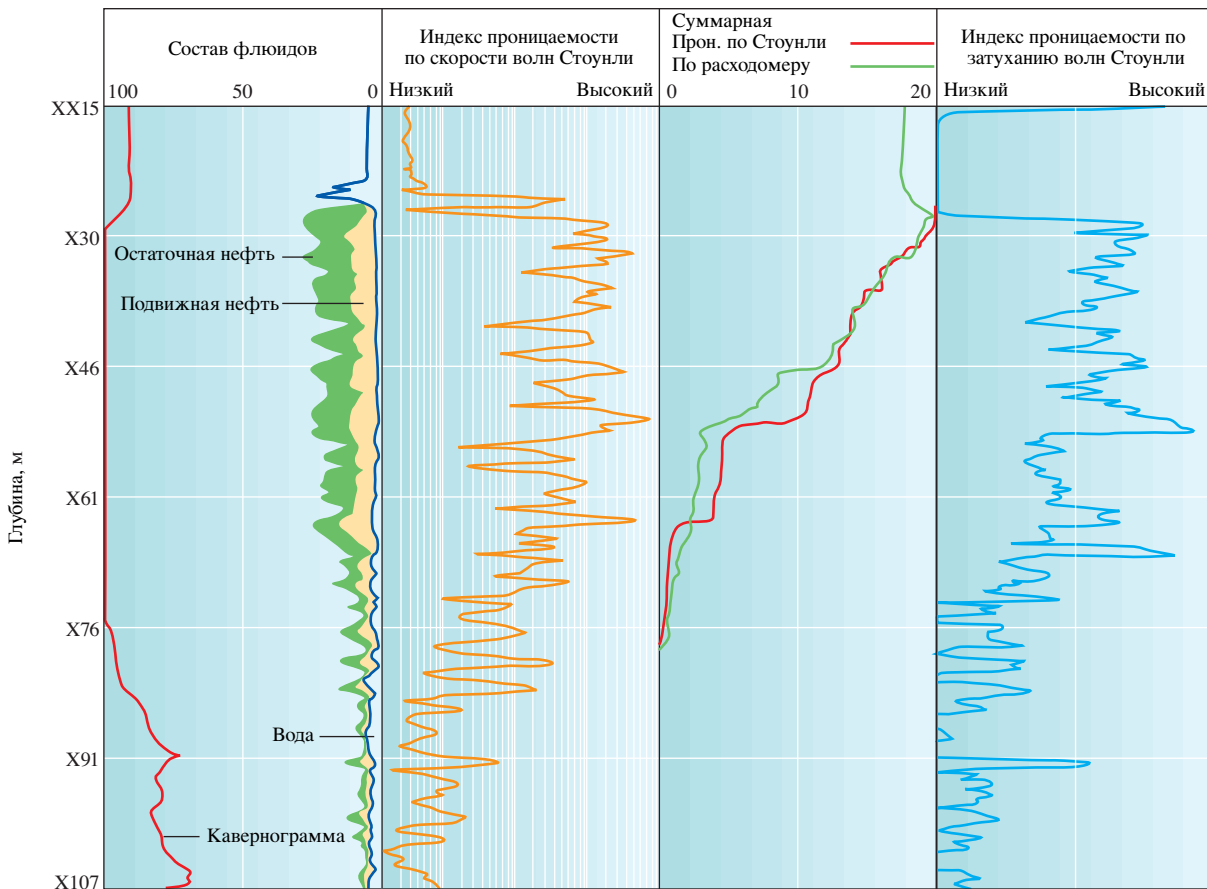
Другой каротажный прибор, формирователь изображения DSI, позволяет проводить прямой анализ проницаемости посредством физического продвижения флюидов через пласт. Это достигается при распространении низкочастотных волн — называемых волнами Стоунли — вверх и вниз по стволу скважины. Волны Стоунли сохраняют большую часть своей энергии в стволе, но в проницаемых пластах определенный



**Рис. 32.** Выполненная фенестральная пористость в биолитите, состоящем из сине-зеленых водорослей. Пористость может быть обусловлена воздушными карманами в гофрированных осадках водорослевого мата. Верхнесилурийский известняк, Пенсильвания, США.



**Рис. 33.** Проницаемость, рассчитанная по скорости и затуханию волн Стоунли, в сравнении с проницаемостью по керну в ближневосточном карбонатном коллекторе. Анализ с использованием скорости требует измерения плотности пласта и скорости поперечных волн.



**Рис. 34.** Проницаемость, рассчитанная только по затуханию волн Стоунли без других данных ГИС, по сравнению с проницаемостью по скорости волн Стоунли в ближневосточном карбонатном коллекторе. Комплексное значение проницаемости показывает превосходную сходимость с проницаемостью по эксплуатационному расходомеру.

процент энергии затухает, когда давление волны проталкивает флюид из ствола скважины в пласт, как при быстром, миниатюрном испытании на приток. Это явление снижает скорость волны на величину, которая может быть увязана с отношением проницаемости пласта к вязкости флюида. При известной вязкости флюида в стволе для хорошо контролируемых условий, как при лабораторных измерениях или в скважинах без глинистой корки, можно оценить проницаемость.<sup>26</sup>

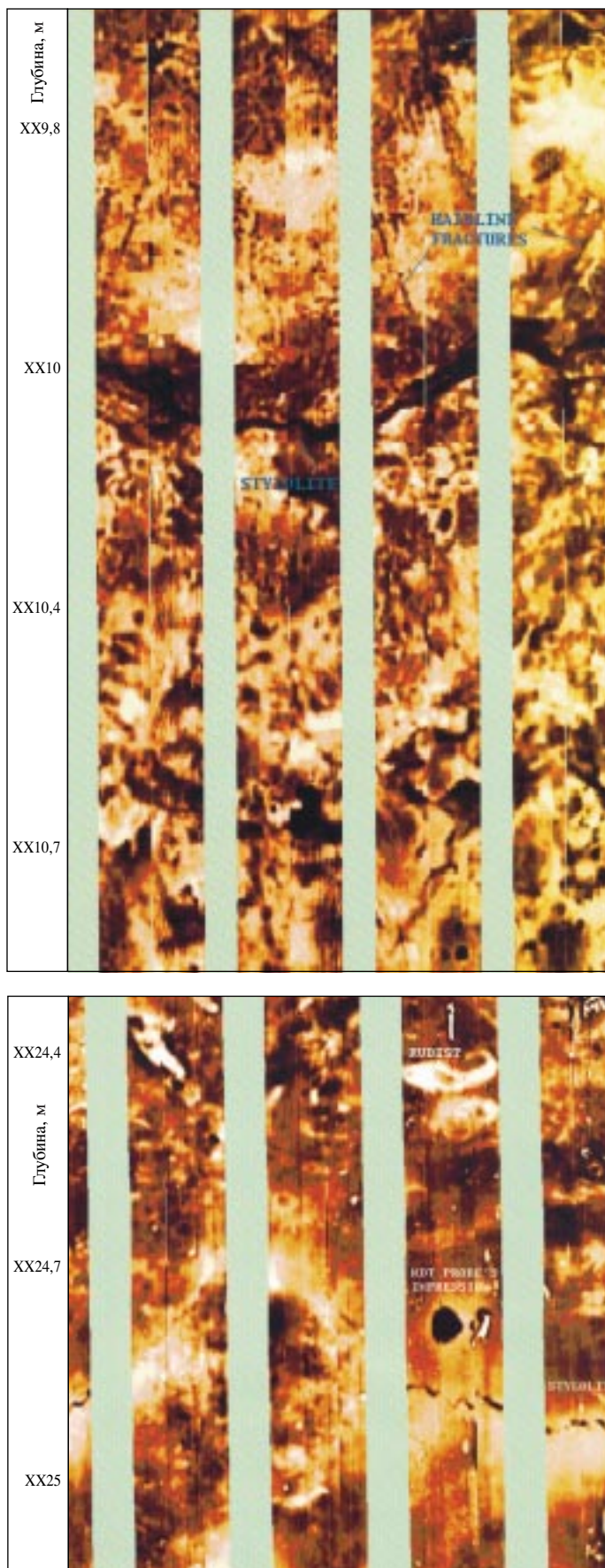
Прибор DSI генерирует волны Стоунли с помощью специального монополюсного источника на частотах от 600 Гц до 5 кГц, идеальных для каротажа на трубных волнах и качественного скачка по сравнению с предыдущей технологией, использовавшей источники с рабочим диапазоном 10—20 кГц. Недавняя оценка проницаемости по скорости волн Стоунли, как это замерено прибором DSI, показывает впечатляющую сходимость с измерениями проницаемости по керну карбонатного резервуара в Абу Даби (рис. 33).<sup>27</sup>

Метод определения проницаемости по скорости волн Стоунли требует знания плотности пласта и скорости поперечных волн. Второй метод определяет проницаемость по волнам Стоунли без наличия других данных. Этот метод основан на наблюдениях по затуханию волн Стоунли в зависимости от проницаемости путем прямого сравнения сигналов от ближнего и дальнего приемников.<sup>28</sup> Затухание больше при более высоких частотах, поэтому сравнение является более чувствительным, если замеры производятся по высокой полосе частотного спектра волн Стоунли. Превосходная сходимость между величинами проницаемости по данным, полученным по второму методу, эксплуатационному каротажу и по керну, наблюдается в карбонатных резервуарах Ближнего Востока (рис. 34).

Исследования по усовершенствованию оценки проницаемости методом волн Стоунли



**Рис. 35.** Выполненная первичная пористость под большим фрагментом моллюска. Плиоцено-плейстоценовый мергель, Флорида.

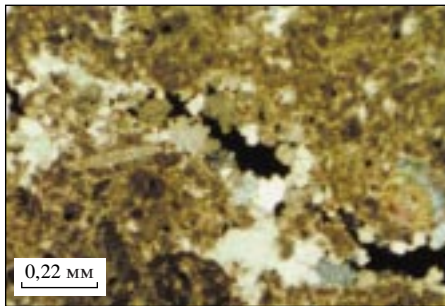


**Рис. 36.** На изображениях FMI выделяются три типа стилолитов. Темноокрашенные стилолиты (слева), вероятно, выполнены глиной; стилолиты, связанные со светлой полосой (внизу), вероятно, представлены непроводящим кальцитом. Некоторые стилолиты связаны с трещинами растяжения (след. стр., внизу).

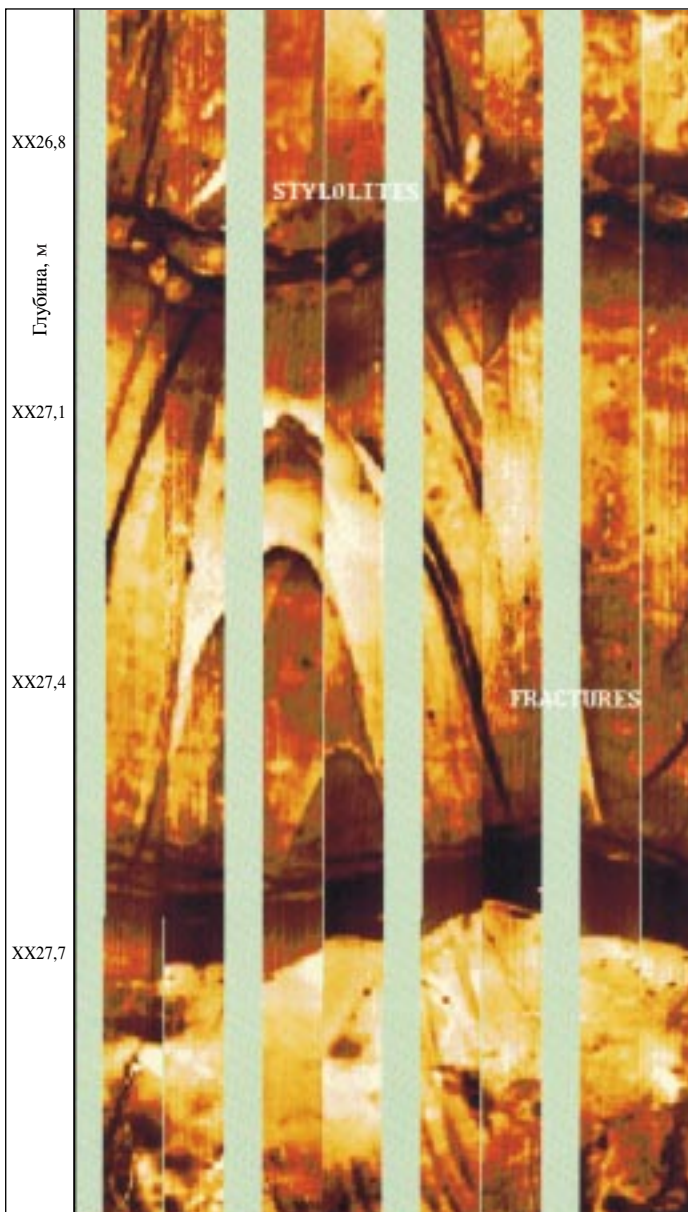
продолжается, например, в области учета эффекта присутствия глинистой корки, которая почти наверняка воздействует на способность трубных волн двигать пластовые флюиды.

### Крупномасштабные характеристики

Крупномасштабное картирование резервуаров и понимание тонкостей их петрофизики в меньшем масштабе — все это является частью сложностей, ожидающих нефтепромысловых геологов и инженеров. Но в карбонатах надо особенно тщательно определять и анализировать два типа средних и крупномасштабных особенностей, которые возникают в связи с горным давлением и тектоническими напряжениями. Любой из этих факторов может экстремально воздействовать на отдачу пласту, создавая



**Рис. 37. Уменьшенная трещинная пористость (черный цвет). Верхнеюрский известняк, Германия. Фотография в поперечно поляризованном свете.**



зоны с гетерогенным или анизотропным режимом эксплуатации там, где это даже не ожидается. Такими двумя характеристиками являются стилолиты и трещины.<sup>29</sup>

Стилолиты присутствуют в любом осадочном пласте, но особенно распространены в карбонатах — представьте себе тонкие, пилообразные «вены», видимые на полированных мраморных плитах и полах. Стилолиты легко распознаются на обнажениях и в керне как неправильные поверхности раздела между слоями пород. Сформированные в процессе уплотнения, вероятно, в результате механизма растворения под давлением, стилолиты концентрируют тонкозернистый нерастворимый остаток вдоль своих неправильных швов. Обычно предполагается, что они действуют как барьеры проницаемости, но некоторые измерения проницаемости по керну подтвердили, что стилолиты могут способствовать развитию проницаемости. Следовательно, их выявление и оценка их воздействия на проницаемость являются первоочередной задачей для инженера-разработчика.

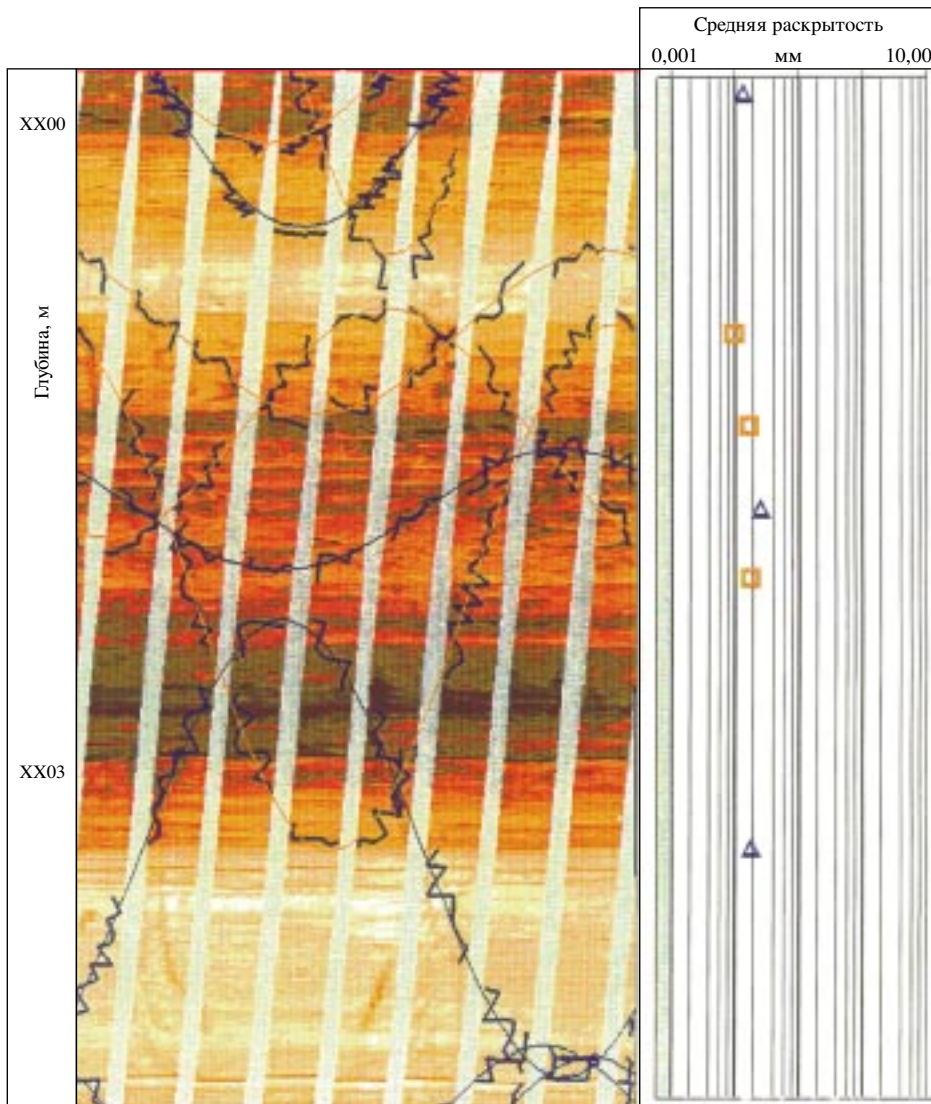
Получение изображений ствола скважины значительно усилило выявление стилолитов в скважине (рис. 36). При изучении изображений, полученных прибором FMI, видно, что они представлены тремя общими разновидностями. В первой группе стилолиты имеют ундулирующие, но слегка неровные поверхности, заполненные темным, а следовательно (электро) проводящим материалом, вероятно, глиной. Вторая группа стилолитов, по-видимому, включает полосу светлого цвета, скорее всего кальцита с высоким сопротивлением. Третий тип стилолитов четко показывает трещины растяжения, связанные с избыточными напряжениями, генерированными горным давлением.

Но остается вопрос: какие стилолиты формируют барьеры проницаемости и какие нет? До недавнего времени не существовало однозначного ответа. В настоящее

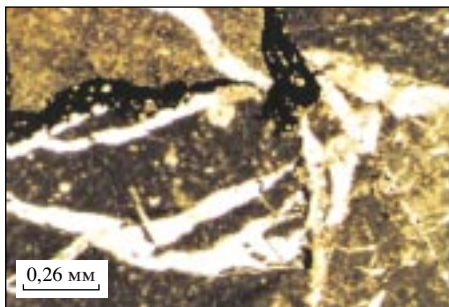
27. Petricola M and Frignet B: "A Synergetic Approach to Fracture and Permeability Evaluation from Logs," paper SPE 24529, presented at the 1992 Abu Dhabi 5th Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, May 18-20, 1992.

28. Cassell B, Badri M and Faulhaber J: "Permeability Prediction Based on Anelastic Attenuation Using Dipole Shear and Low Frequency Monopole Sources in a Carbonate Reservoir in Saudi Arabia," presented at the GEO-94 Middle East Geosciences Exhibition & Conference, Bahrain, April 25-27, 1994.

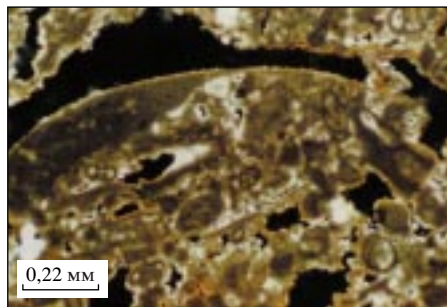
29. Для общей информации: Nelson RA: "Analysis of Anisotropic Reservoirs," in *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Houston, Texas, USA: Gulf Publishing Company, 1985.



**Рис. 38.** Анализ трещиноватости и оценка раскрытости трещин по изображению FMI в карбонатном коллекторе региона Скалистых гор. Эта информация использовалась для расчета эффективной проницаемости, которая совпала с данными испытаний скважин. Квадраты и треугольники означают уровень надежности определения трещин; квадраты означают более высокий уровень, чем треугольники.



**Рис. 39.** Выполненная трещинная пористость с сопряженным комплексом крупных трещинных жил. Среднеордовикский известняк, Пенсильвания.



**Рис. 40.** Увеличенная пористость отпечатков (черный цвет). Отметьте крупный отпечаток моллюска с увеличенным верхним краем. Другие зерна включают в основном миллиолидовые фораминиферы. Верхнеолигоценый известняк, Флорида. Фотография в поперечно поляризованном свете.

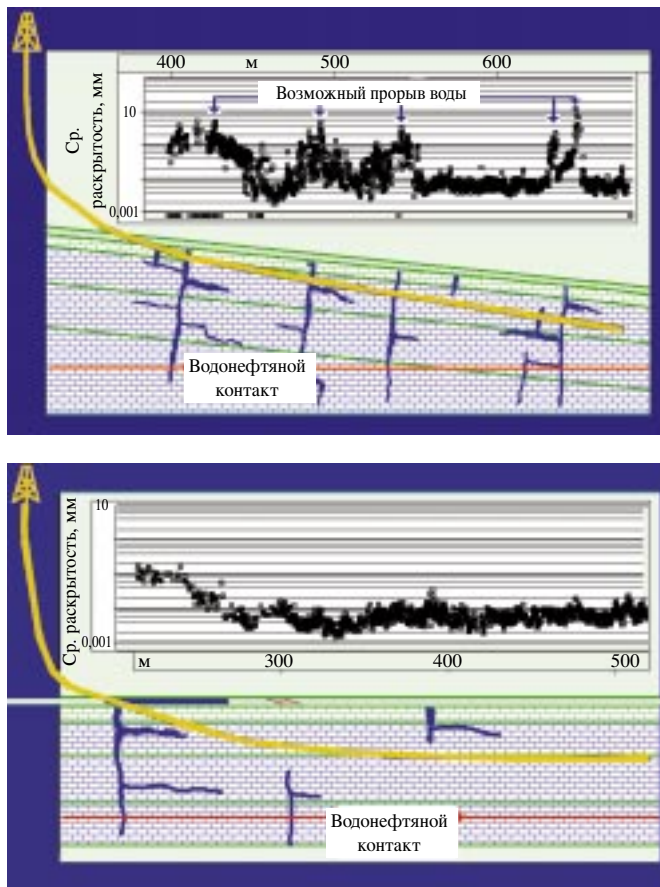
время такие ответы можно получить с помощью каротажного прибора на кабеле третьего поколения — модульного динамического испытателя пластов MDT. В отличие от предыдущих испытателей пластов на кабеле, этот прибор позволяет проводить испытания между зондами, разнесенными на 2,4 м друг от друга, т.е. достаточно большого интервала для надежного перекрытия зоны стилолита. В недавних испытаниях пластов на Ближнем Востоке, замеры прибором MDT указали на то, что стилолиты, которые ранее рассматривались как совершенно непроницаемые, могут на самом деле быть частично проводящими для потока флюидов.

Если стилолиты в целом препятствуют течению флюидов, то трещины почти всегда способствуют ему. И действительно, некоторые коллекторы, в частности карбонаты, для достижения промышленного уровня добычи почти полностью зависят от трещиноватости. До разработки метода формирования изображений каротажными приборами на кабеле, определение трещин было затруднено и любая их характеристика была почти невозможна. Эта ситуация драматически изменилась после внедрения приборов FMI и DSI. Недавно разработанный каротаж сопротивлений с формированием изображений ARI также важен для выявления трещин.

Все три прибора позволяют интерпретацию трещиноватости, но в отдельности они могут и не отразить полную картину.<sup>30</sup> На изображениях FMI открытые трещины, заполненные пронишим буровым раствором на водной основе с высокой проводимостью, распознаются как темные и обычно фрагментированные синусоидальные следы. С помощью интерактивной обработки изображений методом FracView исследователь может точно определить расположение трещин, рассчитать их падение и азимут и оценить их пространственную плотность в скважине. Дополнительный анализ удельного сопротивления по изображению вблизи трещины может также привести к оценке раскрытости трещины.<sup>31</sup>

При простых моделях геометрии трещин комплексная информация ГИС может обеспечить эффективную оценку проницаемости трещин. Эти данные далее могут интегрироваться с оценками проницаемости для нетрещиноватой части породы, чтобы получить величину проницаемости для всей породы. В регионе Скалистых гор, где добыча из низкопористых карбонатных пластов зависит от трещиноватости, такая комплексная оценка проницаемости успешно

**Рис. 41. Раскрытость трещин, определенная по изображениям FMI в двух почти горизонтальных скважинах в трещинном и частично истощенном коллекторе. Значения раскрытости в примере выше показывают четыре зоны, где раскрытость больше, чем в остальных зонах. Этот факт интерпретируется как показатель заполненности трещин водой и опасности раннего прорыва воды по этим трещинам. После заканчивания скважина вверх показывала обводненность добычи 50%; скважина внизу добывала безводную нефть.**



сравнивалась с значениями проницаемости по замерам при опробовании испытателем пластов на трубах (рис. 38).

Однако, при интерпретации трещиноватости по изображениям удельного сопротивления FMI, следует соблюдать некоторые предосторожности. Первое — на расчетную раскрытость трещин, по-видимому, влияет флюид, первоначально заполняющий трещину, т.е. трещины в водонасыщенных зонах постоянно выглядят шире, чем соседние трещины в углеводородных зонах. Есть подозрение, что вторжение раствора не удаляет всех углеводородов со стенок трещины, и, таким образом, она выглядит тоньше на изображениях, формируемых электрическими методами каротажа.<sup>32</sup> В истощенном карбонатном месторождении, эксплуатируемом с помощью горизонтальных скважин для извлечения дополнительной нефти, это явление помогло в определении трещин, через которые вероятен прорыв воды (рис. 41).

Второе — глубина исследования прибора FMI относительно невелика и это ограничивает способность прибора отличать естественные трещины, повышающие отдачу пласта, от трещин, вызванных бурением, которые не обладают таким свойством. Некоторые типы трещин, вызванных бурением, легко распознаются по их геометрии — например, вертикальные трещины, ориентированные перпендикулярно наименьшему горизонтальному напряжению и, таким образом, пересекающие вертикальный ствол на протяжении длинного интервала. Невертикальные трещины бурения, однако, определить труднее и их легко спутать с естественными разновидностями. Определение трещин в горизонтальных и сильно искривленных скважинах еще сложнее.

Прибор AMI обеспечивает дополнительную глубину исследования при худшем вертикальном разрешении по стволу и, в результате, выявляет меньше трещин. Тем не менее, обработка изображений ARI дает некоторое представление о глубине и раскрытости трещин, хотя оба параметра определяются неоднозначно.<sup>33</sup> Эти два параметра генетически связаны, и поэтому показания

прибора по трещинам позволяют произвести оценку второго параметра, если получены значения по одному из них.

Большую глубину исследования, до нескольких метров, получают прибором DSI, который определяет открытые трещины таким же образом, как он оценивает проницаемые пласты — с использованием волн Стоунли, чтобы физически вызвать пульсирующее движение бурового раствора в трещину и из трещины.<sup>34</sup> Однако, с этим связано соответствующее ухудшение разрешения вдоль вертикальной оси ствола, до порядка 1,5 м, показывающее тесно расположенные трещины как единую трещину. Аналогично измерениям FMI, волны Стоунли позволяют оценить раскрытость трещины, хотя это опять же может отражать суммарную раскрытость нескольких соседних трещин. Сравнение раскрытости трещин, выявленной двумя методами, показало хорошее согласование данных в метаморфизованных вулканических породах на участке захоронения отходов в Великобритании. Недостатком является то, что волны Стоунли не дают информации об угле падения или азимуте трещин.

Методы интерпретации трещин могут развиваться и дальше, но сравнение метода десятилетней давности с современными методами показывает чрезвычайно высокие достижения в новейшей технологии каротажных приборов на кабеле и воодушевление интерпретаторов данных ГИС. Такое повышение уровня присуще всем областям интерпретации карбонатов. Сегодняшняя эксплуатация возрастающе сложных и трудных коллекторов много выиграла в результате настоящей революции в методах оценки пластов. И пусть эта революция продолжается. —ХЭ, ЛС

30. Cheung PS-Y and Heliot D: "Workstation-Based Fracture Evaluation Using Borehole Images," paper SPE 20573, presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 23-26, 1990.
31. Luthi SM and Souhaité P: "Fracture Apertures from Electrical Borehole Scans," *Geophysics* 55 (July 1990): 821-833.
32. Standen E, Nurmi R, ElWazeer F and Ozkanli M: "Quantitative Applications of Wellbore Images to Reservoir Analysis," *Transactions of the SPWLA 34th Annual Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, June 13-16, 1993, paper EEE.
33. Faivre O: "Fracture Evaluation from Quantitative Azimuthal Resistivities," paper SPE 26434, presented at the 68th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, October 3-6, 1993.
34. Hornby BE, Johnson DL, Winkler KW and Plumb RA: "Fracture Evaluation Using Reflected Stoneley-Wave Arrivals," *Geophysics* 54 (October 1989): 1274-1288.