ГЛАВА 5

Некоторые вопросы харакетеристики карбонатных коллекторов

5.1. Введение

Согласно данным AAPG и AGI (2002), в карбонатных коллекторах сосредоточено до половины запасов УВ Мира. Большинство месторождений-гигантов так-же находятся в карбонатных или преимущественно карбонатных осадочных комплексах (Хасси-Месауд, Прудо-Бэй, Агава, Тенгиз). Отличительной чертой этих отложений является их сильная зависимость от жизнедеятельности организмов, и исключительная подверженность пост-седиментационным преобразованиям (литификация, диагенез и т.д.).

Седиментация

Карбонатные осадки исключительно чувствительны даже к незначительным колебаниям условий накопления. Их седиментация происходит быстро (до 6-12 м./млн.лет в современных отложенях), но может мгновенно останавливаться например при изменении температуры воды. Обстановки меняются от прибрежных лагун, различных органических построек до окраин шельфа, склона и дна бассейнов. В современных условиях карбонатные осадки формируются преимущественно на теплом, чистом мелководье в низких широтах. Карбонаты, в основном, формируюся автохтонно «на месте» и их осадочные текстуры больше зависят от природы и состава складывающих их зерен, а не внешних факторов типа течений. Рифовые постройки, биогермы и биостромы являются наиболее яркими иллюстрациями такого формирования. Даже в образования массивов переотложенных карбонатных обломков, случае ИХ транспортировка происходила достаточно локально, и принципиально отличается от аналогичных процессов терригенных пород. Форма бассейна седиментации, волновая энергия И производительность организмов являются основными факторами контролирующими формирование карбонатных осадков. Литофации и биофации находятся в тесной связи, поскольку последние зависят от освещенности, глубины взмучивания и скорости опускания дна.

Диагенез

Согласно многочисленным исследованиям карбонаты исключительно подвержены воздействию пост-седиментационных процессов: растворению, цементации. перекристаллизации (например доломитизации) и замещениям новообразованными минералами (Bathurst, R. G. C., 1971, Milliman, J. D., 1974). Относительно нестабильный минерал арагонит присутствующий в биокластах и цементе, переходит в более стойкий низко-или высоко-магнезиальный кальцит, который легко поддается процессам доломитизации, что нередко приводит к увеличению эффективной пористости. Процессы растворения отдельных зерен метеоритными водами могут приводить к полному изменению структуры породы¹ и существенному улучшению ФЕС или наоборот - блокированию поровых каналов вторичной цементацией. Вторичная трещинноватость и стиллолиты образующиеся в результате погружения и уплотнения являются типичными диагенетическими процессами; и часто приводят к формированию зон повышенной проницаемости или дополнительных покрышек.

¹ инверсия = "textural inversion", Waddah Al Hanai

Классификации

Сложность поровых систем в карбонатных разрезах признается одним из наиболее существенных факторов, затрудняющих адекватную оценку их ФЕС. В 1970 г. П. Чоквет и Л. Прэй (Choquette, P.W., and Pray L.C., 1970) опубликовали обзор различных осадочных систем и геологическую классификацию, упорядочили и предложили к использованию терминологию делавшую упор на связь пористости и различных факторов. Всего ими было выделено семь основных типов пористости: внутризерновая, меж-зерновая, внутри-кристаллическая, растворения, усыхания, кавернозная и трещинная. В последующих работах показано, что для практических целей кавернозный тип может быть разделен на два под-типа: 1) каверны соединены друг-с-другом только через пористость матрицы (или внутри-зерновую), и 2) каверны непосредственно соединены друг-с-другом; таким образом вводились понятия «изолированных» и «соприкасающихся» каверн.

Неоднородности строения

Вопросы геологического строения, распределения литофаций, структур пород, связи пористости, проницаемости и остаточной (связанной) водонасыщенности являются, вероятно, наиболее важными при оценке запасов и добывных возможностей продуктивного пласта. При этом, если пласт сложен карбонатными разностями возникает большое количество осложнений, связанных в первую очередь с исключительной структурной неоднородностью как разреза в целом, так и собственно матрицы коллектора. Карбонаты характеризуются пестрым набором типов пористости, и могут обладать одно-модальным, би-модальным или более сложным распределением пор по размерам. Это, в свою очередь, приводит к широкому разбросу значений проницаемости для образцов с одинаковой эффективной пористостью и затрудняет оценку добывных возможностей пласта. Аналогичная ситуация складывается и в существенным терригенных породах подвергшихся диагенетическим преобразованиям. Каротажные методы по разному фиксируют эти неоднородности в силу различных объемов, вертикальной разрешенности и глубинности исследования, и не всегда будут адекватно отражать ситуацию при попытке их совместной интепретации. Дополнительные сложности, на которые указывал Остин Бойд (Austin Boyd), могут быть связаны с исключительно высоким содержанием капиллярной воды (более 70%), возможностью изменения смачиваемости (гидрофильности), слоистостью и высокой степенью анизотропности.

Минералогия

Минералогический состав большинства карбонатных разрезов относительно простой. Основными породообразующими минералами являются кальцит, доломит и примеси глинистой составляющей. Часто встечаются вторичные образования - ангидрит, кремни и кварц, и различные акцессории: фосфат, глауконит, анкерит, сидерит, полевые шпаты, глинистые минералы, пирит и т.д., отражающие условия осадконакопления или особенности диагенетических изменений. Повышенное содержание высокомагнезиального кальцита часто свидетельствует о незначительной степени диагенеза (Waddah Al-Hanai). Многие авторы отмечают тесную связь ФЕС и минералогии породы, одновременно указывая на отсутствие корреляции с выделенными палеофациями (Хьюстон, 1996). Д.К. Дэвис анализируя свойства группы продуктивных пластов нижней перми, Северный Робертсон (North Robertson Unit) в провинции Гэёнс, на западе шт. Техас, пришел к выводу, что принципиальным фактором явлется геометрия (структура) порового пространства. Согласно его результатам разделение на коллектор-неколлектор и более дробное подразделение коллекторов по классам определялось: размером и формой индивидуальных пор и их распредеелнием по объему породы, протяженностью поровых каналов, числом каналов проходящих через каждую пору, и величиной отношения размера поры к диаметру поровых каналов. Собственно выделенные обстановки осадконакопления (фации) и литофации играли при этом подчиненную роль. Т.е. в случаях, когда в процессе диагенеза изменения структуры пор не были напрямую связаны с палеогеографическими факторами, корреляция между фациями и ФЕС отсутствовала.

Характеристика ФЕС

Сложная геометрия порового пространства и возможные изменения гидрофильности крупных пор, приводит к вариациям экспоненты цементации (*m*) и насыщения (*n*) в уравнении Арчи. Цементационная составляющая может повышаться при наличии разобщенных каверн или понижаться в результате присутствия трещин, меняя, соответственно, рассчетную водонасыщенность. Попытки практического применения предложенных палеток в сложнопостроенных коллекторах Зауралья (Пулытьинское м-е, скв. 10323) и Оренбурга (Южно-Михайловское, скв. 74 и Загорское скв. 3629) показали, что для количественная оценка ФЕС при трещинноватости необходима калибровка теоретических моделей по данным ИП или анализам керна.

Интерпретация участков содержащих подвижные УВ зависит от многих факторов. Длинные переходные зоны могут возникать из-за низкой проницаемости, локальных вертикальных барьеров и наличия частично- или полностью изолированных пор. Нефть может быть «запечатана» в таких порах в результате диагенетических преобразований происходивших во время или сразу после её миграции. Реакции сульфато-поглощающих бактерий возле поверхности ВНК могут приводить к дополнительному выпадению кальцита и частичной изоляции нефтеносной части разреза. В ряде случаев, считается, что эти процессы приводят к образованию сероводорода (H₂S) в приконтактной зоне (Waddah Al-Hanai, 2000). Исключительно сложная ситуация может наблюдаться в случае коллектора с двойным типом пористости - матричным и трещинным, где подвижные флюиды различной плотности могут находиться одновременно из-за разности капиллярных давлений. Этим-же часто объясняются длинные переходные зоны, которые при испытании дают смешанные притоки. Для решения проблем с разрезами в которых граничное значение Т₂ постоянно меняется, было предложено использование некоторого «индекса» или индикатора коллектора FZI², связанного с литофациями (Ohen H.A., 1999):

$$K_{OHEN} = 1014FZI^2 \frac{\Phi^3}{1 - \Phi^2}$$
[5.1]

где собственно индекс рассчитывается как:

$$FZI = \left\lfloor \frac{b\left(1 - \frac{BVI}{\Phi}\right)}{1 + a\left(\frac{BVI}{\Phi} - 1\right)} \right\rfloor$$
[5.2]

Константы «a», «b» и «c» определялись корреляцией ЯМР-измерений выполненных на керне и абсолютной проницаемости образцов; в работе Охена предложены следующие значения (a=1.05, b=0.0946, c=0.337).

² FZI=Flow Zone Indicator показатель (индекс) зоны коллектора;

Такой подход успешно применялся при описании ФЕС пресноводных карбонатов пластов Окала (Ocala Group), в скважине PBF10 в южной Флориде, характеризующихся кавернозностью в сочетании с обильной микропористостью (Parra J.O., 2001). Однако, авторы на основании 9-ти измерений не смогли однозначно выделить кавернозную компоненту в каротажных материалах ЯМР. По их мнению, хотя пористость матрицы породы фиксировалась исключительно хорошо, достоверная характеристика кавернозных участков возможна при совместной интерпетации с материалами акустики (V_P и V_S).

Анализ образцов керна и пластовых флюидов

Проблемы возникающие при анализе ФЕС на образцах керна известны достаточно хорошо. В первую очередь, это несоответствие величин, полученных в лабораторных условиях и аналогичных параметров в платовых условиях (Дмитриевский, В.М. 1990), эффективность отмывки от УВ, нарушения связанные с фильтрацией БР, возможность выпадения асфальтов и парафинов при смене термобарических условий, (например во время подьема на поверхность). Нарушение гидрофильности и частичная смачиваемость поверхности породы нефтью является типичной проблемой при петрофизической оценке карбонатных коллекторов. Параметр насыщения («п» в уравнении Арчи) и величина поперечной релаксации T₂ сильно зависят от типа смачиваемости.

Геомеханика и анизотропия

Для оптимального освоения залежей УВ в необходимо построение динамических моделей разработки. Из-за упругих свойств и подверженности внутренним напряжениям различного направления, карбонатные породы могут менять свою продуктивность в широких пределах. Степень подвижности пластовых флюидов гораздо выше в направлении максимальных напряжений, что совпадает с предпочтительным направлением раскрытости трещин. Большая часть трещин сформированных в перпендикулярном направлении оказываются запечатаны (Waddah Al-Hanai, 2000).

ЯМР свойства: Т₁, Т₂, диффузия и смачиваемость

По сравнению с песчаниками, карбонатные разрезы характеризуются существенно большими величинами поверхностной релаксивности (ρ). Результатом этого является значительная диффузия или «диффузионное объединение»³ сигналов от соседних пор (K.J. Dunn, 2002). При этом сигналы спада T_2 от пор различного размера «сливаются» и дают некоторое осредненное значение, или в наиболее экстремальных случаях приводят к одномодальному распределению. В результате доминирующей роли диффузионной составляющей, распределение поперечной релаксации в карбонатных породах может не отражать истинную ситуацию со спектральным распределением пористости.

В работах (Ramakrishnan, 1999, 2000) показано, что колебания величин поверхностной релаксивности, на самом деле в большой степени определяют насколько спектр T₂ будет соответствовать структуре порового пространства. При слабой поверхностной составляющей, энергия спинов молекул находящихся в микро- и макропорах легко обменивается и поперечная релаксация более не коррелируется с распределением пор

³ Diffusion coupling

по размерам. Предложенная Рамакришнаном модель представляет собой некоторый конечный объем заполненный одинаковыми микро-пористыми зернами сферической формы. Суммарная пористоть объема складывается из макро-пористости межзернового пространства и микро-пористости собственно зерен, обозначенной как $\boldsymbol{\Phi}\mu$. Предположив, что поверхностная релаксивность контактов вода-порода одинакова для обеих систем, можно оценить кажущуюся поверхностную релаксивность системы (ρ_a) как:

$$\rho_a \approx \rho \times \left(1 - \Phi_\mu\right) + \sqrt{\frac{\Phi_\mu D_0}{F_\mu T_{2\mu}}} \approx \sqrt{\frac{\Phi_\mu D_0}{F_\mu T_{2\mu}}}$$
[5.3]

где *D*₀ - коэффициэнт диффузии флюида системы; Fµ-1/параметр пористости, T_{2µ} - время релаксации флюида в микропорах;

Вторая компонента уравнения настолько больше первой, что для практических целей, первой иногда принебрегают. Преимуществом этой модели является связь через коэффициэнт диффузии поверхностной релаксивности с температурой, которая частично объясняет колебания граничных значений T₂ в карбонатных коллекторах гранулярного типа. В карбонатах с глинистой компонентой, аналогичные колебания Рамакришнан объясняет наличием прямой связи между (ρ_a) и T(C).

Данн (К.J. Dunn, 2002) считает, что зависимости распределения поперечной релаксации от температуры и давления изучены ещё не достаточно. Но очевидно, что для карбонатных пород с относительно крупными порами и малыми величинами поверхностной релаксивности, нельзя принебрегать влиянием пластовой температуры на объемную составляющую. Определенные в лабораторных условиях граничные значения, а так-же относительные положения экстремумов распределений T₂ требуют введения специальных поправок для корреляции к пластовым условиям. Данные ЯМР-распределения полученные в лабораторных условиях традиционно сравнивают с результатами порометрии. При этом и для карбонатных и для терригенных пород используется примерно одинаковый подход, предложенный в 1995 г. Д. Маршаллом (D. Marshall, 1995):

$$T_2 = 1000r/2\rho_e$$
 [5.4]

где *r* - радиус поровых каналов в (μ m), полученный из уравнения порометрии: *r* =0.29 σ *cos Θ /P_c

Эта формула получена заменой величины удельной поверхности в базисном уравнении:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \left(\frac{V}{S}\right)$$
[5.5]

уравнением порометрии.

Такая замена устанавливает связь между удельной поверхностью поры и диаметром перового канала. Соответственно, эффективная релаксивность (ρ_e) позволяет учитывать разницу в измерениях метода ЯМР (размер пор) и капиллярометрии (диаметр поровых каналов). В работах Д. Маршалла, для карбонатных пород эффективная релаксивность (ρ_e) менялась в пределах от 1 до 3. Модели связанные с применением фиксированного граничного значения T_2 дают наибольшие ошибки в коллекторах с узким спектром распределения пористости например - диатомиты

Северного Моря. При предварительном планировании работ ЯМР в карбонатных разрезах рекомендуется к использованию наиболее косервативные значения. Опубликованные распределения T_2 воды находятся в пределах от 1 мсек., и до T_{1B} ; для относительно чистых песчаников - от 1 мсек., до $T_{1B}/2.5$; и для сильно глинистых песчаников от 0.5 мсек. до $T_{1B}/25$.

По сравнению с терригенным разрезом, обработка и интерпретация ЯМР в карбонатах представляется несколько более сложной. Происходит это из-за текстурных особенностей строения, неоднородного распределения пор по размерам и низких значений поверхностной релаксации. Несмотря на это, при условии хорошего планирования, ЯМР успешно решает сложные петрофизические задачи в карбонатных или смешанных разрезах. Потенциальное наличие крупных пор и снижение значений ρ означает, что максимальное значение T_{1W} будет больше в карбонатах. Дополнительное осложнение вызванное медленной релаксацией - взаимосвязь между граничным значением Т₂ и величиной порового давления. Колебания значений времени Т₂ в карбонатах примерно в три раза больше, чем в песчаниках. Это приводит к более точной характеристике начального пластового давления. Разделение нефти и свободной воды в карбонатах осложнено, поскольку сигнал от пластовой воды, скорее всего окажется в интервале длинных времен Т₂, из-за менее эффективной релаксации. Таким образом сигнал от крупных каверн, может быть легко спутан с сигналом от легких нефтей. Вычисление проницаемости в карбонатном разрезе так-же вызывает проблемы. Изолированные каверны приведут к завышению проницаемости независимо от применяемого уравнения, а эффект от углеводородов, как правило, не выделяется, поскольку и них длинный спад сигнала Т₂, точно так-же как и у пластовой воды.

Большинство песчаников содержит некоторое количество железа, что приводит к поверхностной релаксивности ρ порядка 15 микрон/секунду. Наиболее заметным свойством карбонатов является медленная поверхностная релаксация, и при одинаковом распределении пористости, поверхностная составляющая T_{2S} или (T_{1S}) в карбонатах будет примерно в три раза длинне, чем в песчаниках. Снижение релаксации приводит к двум последствиям:

- граничные значения T₂ для связанной воды, имеют порядок: 90-120 мсек.;
- спектр T₁ содержит значительно более длинные компоненты, требующие, для полной поляризации, увеличения времен T_W, что приводит к снижению скорости регистрации или падению отношения сигнал/шум;

В большинстве случаев скважинные приборы ЯМР дают достаточно надежную информацию в карбонатах, при условии, что не применяются методики разработанные для терригенных разрезов.

5.2. Некоторые примеры обработки данных керна

Описание детальных измерений методом ЯМР на образцах керна для карбонатных пород встречаются достаточно редко. Мы рассмотрим более подробно несколько примеров успешного использования этой технологии и дополнительных анализов, позволивших достоверно оценить ФЕС сложнопостроенных коллекторов.

Пример А. Бохай Бэй, Китай.

Компанией Керр-МакГи (Kerr-McGee) на шельфе залива Бохай Бэй была пробурена скважина CDF2-1-2. Продуктивные коллектора в ней были представлены трещинноватыми доломитами, интракластовыми ракушечными и зернистыми известняками группы Ша-3 (Sha 3) свиты Щахаджей (Shahajie), олигоценового возраста. Макроописание керна и анализ шлифов показал, что данный разрез представлен четырьмя основными литофациями, характеризующимися обильной межзерновой и некоторой кавернозной пористостью (R.L. Ausbrooks, 1999). Выполненные ислледования показали, что спектральные расределения пористости полученные разными методами: ЯМР, ртутной порометрией, скважинным микросканнером (FMI) и оцененные по фотографии керна хорошо коррелируются между собой. При этом все результаты говорят о достаточно сложном распределении пор по размерам и наличии нескольких выраженных «групп» или «семейств». Предложенный авторами (SPE 56506) набор исследований включал специальную полировку отобранных образцов керна. При этом сначала использовался алмазный арбразив (125 мкм), затем на высушенную поверхность наносились два слоя чернил (светлый и флюоресцирующий). Прокрашивание выполнялось резиновым валиком и с таким рассчетом, чтобы чернила оставались только на выступающих поверхностях образца, но не попадали в каверны. На подготовленной таким образом поверхности были скрыты все текстурные неоднородности, и достигнут максимальный контраст между матрицей и кавернами. Монохромные чернила позволили выполнить в дальнейшем черно-белое сканирование с разрешением в 1,000 пиксел/дюйм (256уровней gray-scale). На полученных снимках поровое пространство было представлено преимущественно черным, матрица - белым а границы - серыми окрасками. Собственно фотографирование выполнялось в ультрафиолетовом свете, при котором образец помещался в деревянную коробку, заполненную зернами черной фасоли. Для минимизации искажений по краям снимка, положение коробки выверялось нивелирами. Равномерность освещения достигалась использованием восьми синих ламп, которые давали минимально возможное количество света видимого диапазона (голубой-желтый части спекта), а затем дополнительно фильтровалось красным фильтром Кодак Враттен №29; время на экспозицию менялось от 60 до 120 секунд.

Лабораторные ЯМР-измерения выполнялись на водонасыщенных образцах, зарегистрированное при этом число эхо-сигналов составляло NE = 5000, время между эхо-сигналами TE = 320 мсек., а все время эксперимента $T_R=10,000$ мксек. Для калибровки выполненных в другой скважине измерений зондом СМК, использовалось только поперечное время релаксации T_2 . Для дальнейших исследований рекомендуется выполнять измерений как поперечной (T_2), так и продольной (T_1) составляющих. Полученные при этом данные позволят провести независимую оценку спектрального распределения пористости и дополнительный контроль качества калибровки.

Пример В. Бассейн, Конго, Африка.

Компанией Эльф (Elf Exploration and Production), на западном побережье Африки была пробурена чкважина вскрывшая мелководно-морские осадки альбского возраста, представленные смешанными карбонатно-обломочными отложениями. В направлении с востока на запад количество обломочного материала последовательно сокращалось, замещаясь карбонатными разностями (Р. Агут, 2000). Обстановки осадконакопления меняются от удаленного побережья (континентальные песчаники и красноцветы), до переходной зоны (доломиты и известняки) и завершаются внутренней окраиной платформы (чередование алевролитов и уплотненных известняков). Смешанная система осадконакопления приводит с весьма широкому спектру петрофизических свойств, и сложностям связанным с постепенной сменой минерального состава матрицы и вариациям в структуре перового пространства. Вторичные процессы - доломитизация и растворение так-же сказываются на ФЕС пород.

Анализ керна из этих отложений показал отчетливую связь поверхностной релаксивности и выделенных палеофаций (SPE 63211). Исключение отмечалось только для образцов содержащих доломит; присутствие даже незначительных количеств этого минерала могло менять величину ρ_e , и соответственно, граничного значения T_2 . Измерения проводились на цилиндриках керна размером 1.5х2 дюйма (3.8х5 см.), на релаксометре с частотой 2мГц. После выполнения замера релаксации на полностью водонасыщенных образцах их подвергали центрифугированию (давление 100 psi) до остаточного насыщения; после чего проводили повторные замеры. Результаты определения граничных значений отдельных литофаций приведены в таблице 5.2.

ЛИТОФАЦИИ	ГРАНИЧНОЕ ЗНАЧЕНИЕ Т ₂ (мсек)			
Песчаники	33			
Доломиты	20-33			
Известняки (кальцитовые)	60			
Известняки (доломитизированные)	92			

Таблица 5.2. Граничные значения поперечной релаксации

Результаты приведенные в таблице 5.2. успешно использовались при калибровке каротажных данных зонда CMR-200. Исключение составляли случаи с низким (менее 5%) содержанием доломита, когда материалы скважинных исследований, вероятно, достигали предела точности. Авторы особенно отмечали, что в данном случае полевого макроописания керна оказалось недостаточно для адекватной интерпретации материалов ЯМР.

Пример С. Месторождение Счабен (Schaben), Канзас, США.

В период с 1997 по 1999 гг. в Канзаском Университете выполнялись исследования коллекторов (преимущественно доломитов) Миссиссипского возраста (C_1), с целью обоснований рекомендаций по вторичной добыче УВ. Лабораторные анализы 18 образцов керна из трех скважин, на релаксометре были частью этих работ. В результате применения стандартной методики компании Ньюмар (Numar) были уточнены граничные значения поперечной релаксации, и отмечен достаточно широкий разброс значений и их зависимость от типа распределения T_2 : одно-, би-модального или более сложного.

Согласно предоставленным в отчете Департаменту Энергетики США данным (см. Таблицу 5.1.а), образцы 1348.3 и 1339.5 характеризуется одномодальным, а образец 1352.6 -би-модальным распределением; все образцы сложены микро-кристаллическим доломитом (Т.R. Carr, 1999). Измерения выполнялись на релаксометре типа CoreSpec-

1000, число записанных эхо-сигналов N_E =5000, а время между эхо-сигналами T_E =1.2 мсек. Отсчеты снимались при 100% насыщении водой и после центрифугирования т.е достижения заданных давлений (70, 100 и 1000 psi). Полученные при этом результаты хорошо коррелировались с материалами ртутной порометрии. В результатах была отмечена связь распределения граничных значений T_2 с абсолютной проницаемостью (рис. 5.1.), и указывалось на то, что кавернозные разности характеризуются существенно большими значениями T_2 , для фиксированного интервала проницаемостей.

В гранулярных разностях диаметр поровых каналов отвечает за проницаемость, и как правило, связан с распределением времени релаксации T_2 . Сопоставление данных максимума на распределении времени поперечной релаксации и диаметра порвых каналов померенного ртутной порметрией показывет на тесную связь в гранулярных разностях и разброс значений в кавернозных (рис 5.2.). Следовательно, при наличии тесной связи между диаметром пор и диаметром поровых каналов параметры ЯМР будут связаны с проницаемостью породы. В случае кавернозных разностей связь между размером пор и каналами нарушается, и соответственно зависимость параметров ЯМР от проницаемости становится более сложной. На основании совместного анализа шлифов и распределения T_2 , для данного месторождения было установлено, что при отсутствии времен релаксации более 200 мсек., кавернозная срставляющая пористости отсутствует. Распределения времен поперечной релаксации T_2 полностью водонасыщенных образцов позволяют оценить структуру поорового пространства и приводятся на рисунке (рис. 5.3).

Пример D. Исследования Французского Института Нефти⁴.

Общий объем исследований включал различные измерения пористости на более чем 80-ти образцах из Западной Канады, месторождения Ближнего Востока и Франции. Поперечная релаксация T_2 была получена от 100% насыщенных образцов и после отжания воды центрифугированием (6000 об/мин) в течении 6-ти часов. Использовался релаксометр CoreSpec-1000, со временем $T_E=0.3$ мсек., и числом эхо-сигналов $N_E=5000$, дополнительно оценка объемов кавернозной составляющей оценивались сканированием САТ с частотой в 3 мм. Статистическая обработка этой серии образцов позволила Флюри (М. Fleury, 2002) сдлеать вывод о том, что граничное значение T_{2CUT} . _{OFF} сложнопостроенных коллекторов (все образцы содержали каверны) связана с положением последнего пика релаксации:

$$T_{2CUT-OFF} = 0.06417 A_{MX}^{-0.74837} \times (T_{2GM_{MX}})^{1.04209}$$
 [5.6]
Где «А» - амплитуда последнего максимума релаксации (как до

Где «А» - амплитуда последнего максимума релаксации (как доля от суммарной релаксации); Т_{2GM} – соответственно геометрическое среднее последнего максимума.

А связь проницаемости с положением первого последнего пиков, представлена выражением:

$$K = 0.09396A_{MA}^{-1.81567} \times A_{MX}^{4.55186}$$
[5.7]

Где « A_{MA} » и « A_{MX} » - амплитуды соответственно первого и последнего максимумов;

⁴ Institut Francais du Petrole

Авторы отмечали так-же, что основной сложностью при использовании такого подхода на практике, является точное определение максимумов, которые могут частично маскироваться соседними пиками или присутствием УВ. В случае есди выделение этих пиков проводится достаточно уверенно, рассчитанная проницаемость дает более стабильные результаты особенно в диапазоне низких значений. Для математического решения этой задачи Ан Май (An Mai, 2002) из Университета Калгари, предлагал использовать двухступенчатую конволюцию спада T_2 (SPE 77041) Эти результаты противоречат высказанным ранее предположениям Чанга (Chang, 1997) о том, что кавернозная составляющая в водонасыщенных карбонатах может быть выделена по временам $T_2 > 750$ мсек., не оказывает существенного влияния на проницаемость. Основные параметры пород из работы Флюри, приводятся в таблице (таблица 5.3) и на рисунке (рис. 5.4).

ЛИТОФАЦИИ			К (мД)	MSIG	MBVI	MFFI	T _{2CUT-OFF}
							(мсек)
Эстайладе -	Зернистый	EL	124.0	29.5	11.48	18.02	120.2
биошпатовый известняк							
Браувиллер	Зернистый	BL	14.0	30.0	14.04	15.96	130.07
ооспаритовый известняк							
Глинистый извест	гняк	RC	0.1	15.0	1.68	13.32	10.05

Таблица 5.3. Спектральная пористость образцов Флюри (М. Fleury, 2002)

Вариации величины поверхностной релаксивности карботанов и связанный с этим разброс граничных значений ИСФ Кеньон (Kenyon, 2002) объяснял их попорциональностью отношению диаметра поры к диаметру канала (body-to-throat или BTR). Переобработав данные по серии образцов ART каталога, он предложил использовать относительно простую формулу, определяя «BTR» для каждого литотипа лабораторными анализами (капиллярометрией):

$$\rho T_{2CUT-OFF} = 6 \times BTR$$
[5.8]

5.3. Исследования карбонатно-терригенных комплексов верхнего и среднего девона Оренбургской области экспериментальным прибором ЯМТК. Скважины № 184 Токской и № 254 Кичкасской площадей.

В июне-июле 2002 на ряде площадей Оренбургской области с составе расширенного комплексса ГИС были выполнены измерения поперечной релаксации T_2 экспериментальным прибором ядерно-магнитного каротажа (ЯМТК) компаний Тверьгеофизика и канадской Computalog. Применялась активация с временем задержки T_W=3000 мсек., и временем между эхо-сигналами T_E=13.7 мсек., при этом зонд измерял только эффективную ЯМР-пористость «МРНІ». Основной задачей этих исследований стояла оценка возможности выделения ИСФ т.е «динамической» составляющей пористости, способной давать промышленные притоки УВ. Проходка скважин осуществлялась долотом с номинальным диаметром 215.9 мм., при проведении исследований ствол был заполнена высокоминерализованной промывочной жидкостью. Проба ПЖ, исследованная на лабораторном ЯМР - релаксометре, показала типичный спектр глинистого БР, не обладающий какими -либо особенностями и

попадающим в область капилляно-связанной влаги ~30 мсек. УЭС ПЖ по данным лабораторного резистивиметра составило 0,13 Омм при комнатной температуре, что соответствует 0,05 Омм в пластовых условиях интервала ЯМТК, эта величина соответствовала и определенной по БКЗ (0,06 Омм).

В исследованных интервалах преобладали плотные, участками кавернозные и трещинноватые известняки с прослоями терригенных и терригенно-карбонатных пород. В скажине 184 Токской площади наиболее перспективной зоной являлись частично выветрелые разности в прикровельной части поверхности размыва, показанной на рисунке красными точками (рис. 5.5). Глинистые разности (аргиллиты) часто формируют зоны размыва, которые попадая в область резонанса искажают рассчетную ЯМР пористость; в колонке «MD», положение таких участков показано коричневым тонированием («FLG BAD»). Кривые нейтронной (NPHI) и акустической (SPHI) пористости ниже отметки в 2440 м. показывают стабильные значения 6-9%, а сопротивление (БКЗ) указывает на понижение водонасыщенности в кровельной части. При проходке этого участка и при циркуляции на поверхности наблюдались пленки нефти и незначительное газирование БР (участок показан красным в последней колонке - «TVD»). Спектральная пористость «МРНІ», показанная в колонке «SAT» позволила выделить несколько участков содержащих свободные флюиды (Т₂>128 мсек.). Совместный анализ данных БКЗ и ИСФ-пористости - выделить перспективный интервал, при перфорации которого был получен приток нефти (~16.2 м3/сут); показан в колонке «MD». Примечательно, что на диаграмме VDL, участки повышенной пористости последовательно снижаются от поверхности эрозии, падая до фоновых значений 2-4% в неизмененной (невыветрелой) части карбонатного комплекса. Такая зональнось является типичной при формировании кор выветривания, и отмечалась ранее в скважине 74 Южно-Михайловской площади. Возможное влияние УВ заметно по повышению времен релаксации, однако отсутствие планирования и оптимальных замеров с различными временами Т_Е, не позволили количественно охарактеризовать нефтенасыщенность данного объекта. Рассчет проницаемости выполнялся по уравнению Коатеса (С=14.0) и, при отсутствиии специальных исследований керна, носил качественный характер.

В скважине 254 Кичкасской площади перспективный разрез представлен чередованием глинистых известняков и различных аргиллитов. Участки тонкого переслаивания и преимущественно глинистые разности часто выкрашиваются образуя каверны, которые усиливаются на многочисленных участках трещиноватости, связанных с тектоническими нарушениями. Участок «Е» характеризовался повышенными ФЕС – эффективной пористостью до 6 %, и незначительным количеством связанный влаги, на участках «F» и «G» ЯМР-пористость снижалась до 2-3 %, а многочисленные аномалии >15% совпадали с размывами (рис. 5.5а). Результаты последовательных испытаний этих объектов подтвердили правильность данных скважинного ЯМР (см. Табл. 5.4). В данной скважине из интервалов, показанных в колонке «КЕРН» отбирался керн, указывавший на присутствие нескольких нефтенасыщенных прослоев и зон трещиноватости, показанных «Т» в колонке «MD», которые уверенно выделялись по повышению показаний нейтронной пористости «NPHI» и акустики «SPHI» (рис. 5.5в). Данные ЯМР говорили о присутствии только одного, возможного гранулярного коллектора на участке «С». Несмотря на эти данные испытывались последовательно все зоны (с. табл. 5.4.), при этом были получены притоки воды с нефтью и ФБР, характеризующие коллектора (ИСФ<3.0%) как некоммерческие.

ОБЪЕКТ	ИНТЕРВАЛ (MD)	ПРИТОК
F+G	3367.5-3414	«сухо»
Е	3426.6-3430.2	Нефть $Q_{\rm H} = 6.7$ м3/сут, на 3 мм штуцере; $P_{\Pi J} = 350.9$ Атм
D	3500-3531	Нефть Q _H = 1.0 м3/сут, и 0.4 м3/сут ФБР
B+C+D	3499-3559	Газированный раствор Q _в = 2.3 м3/сут, с пленкой
		нефти
A	3585.5-3630.5	Вода $Q_{\rm B} = 1.7$ м3/сут, с пленкой нефти и 0.34 м3/сут ФБР

Таблица 5.4. Результаты испытаний объектов скважины Кичкасской 254

Ссылки

Agut R., B. Levallois, and W. Klopf. Integrated Core Measurements and NMR Logs in Complex Lithology. SPE 63211.

Ausbrooks R.L.. Quantification of vuggy porosity and lithology using borehole images, core and logs, Bohai Basin, Offshore China. Colorado Scholl of Mines, Unpublished Ms. Thesis, 1999.

Ausbrooks Robin, Neil F. Hurley, Andrew May and Douglas G. Neese. Pore-size Distribution in Vuggy Carbonates Formation Core Images, NMR, and Capillary Pressure. SPE 56506.

Bathurst, R. G. C., 1971, Carbonate Sediments and Their Diagenesis: Elsevier, New York, pp. 93-216.

Carr T.R. (Руководитель программы), Improved Oil Recovery in Mississippian Carbonate Reservoirs of Kansas-Near Term – Class 2. The University of Kansas Center for Research Inc., 1999. DOE # DE-FC22-94BC1498

Choquette P.W., and Pray L.C., Geologocal nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates: AAPG Bulletin, 54, 207-250, 1970.

Dunn K.-J., D.J. Bergman, G.A. LaTorraca, Nuclear Magnetic Resonance. Petrophysical and Logging Applications. 2002, Pergamon. Seismic Exploration, v32.

Mai An, Apostolos Kantzas, An Evaluation of Low Field NMR in the Characterization of Carbonate Reservoirs. University of Calgary, 2002. SPE 77041.

Mark Fleury, Resisitivity in Carbonates: New Insights. Institut Francais du Petrole, 2002, SPE 77719.

Milliman, J. D., 1974, Marine Carbonates: Springer-Verlag, New York, pp. 153-249.

Ohen H.A., Enwere P.M., Kier J., NMR Relaxivity grouping or NMR facies identification is key to effective integration of core NMR data with wireline logs: SCA-9942, 1999.

Parra J. O., C.L. Hackert, H.A. Collier and M. Benett. NMR and Acoustic Signatures in Vuggy Carbonate Aquifers. Paper presented at the 42nd Annual SPWLA Meeting, Houston, TX, June 2001.

Reading, H. G., 1978, Sedimentary Environments and Facies: Elsevier, 557 p.

Waddah Al-Hanai (ADCO), S. Duffy Russell (ADCO), and Badarinadh Vissapragada (Schlumberger), Carbonate Rocks, 2000.

Материалы конференции «Integrated Reservoir Management and Characterization to Optimize Field Development)) Хьюстон, июнь 1996.

Дополнительная литература

Jennings, J.W. Jr., Ruppel, S.C., and Ward, W.B.: "Geostatistical Analysis of Permeability Data and Modeling of Fluid-Flow Effect in Carbonate Outcrops," SPEREE (August 2000) 292.

Jennings, J.W. Jr. and Lucia, F.J.: "Predicting Permeability From Well Logs in Carbonates With a Link to Geology for Interwell Permeability Mapping," paper SPE 71336 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September-October 3.

Jennings, J.W. Jr., Lucia, F.J., and Ruppel, S.C.: "3D Modeling of Stratigraphically Controlled Petrophysical Variability in the South Wasson Clear Fork Reservoir," paper SPE 77592 presented at the 2002 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September-October 2.

Kerans C., Lucia F.J., and Senger R.K., Integrated Characterization of Carbonate Ramp Reservoirs Using Permian San Andres Formation Outcrop Analogs," AAPG Bulletin (1994) 78, No. 2, 181.

Kerans, C., and Tinker, S.W.: "Carbonate Sequence Stratigraphy and Reservoir Characterization," SEPM Short Course No. 40, SEPM (Society for Sedimentary Geology), Tulsa(1997).

Lucia, F.J.: "Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization", AAPG Bulletin (1995) 79, No. 9, 1275.

Lucia, F.J., Jennings, J.W. Jr., Rahnis, M., and Meyer, F.O.: "Permeability and Rock Fabric From Wireline Logs, Arab-D Reservoir, Ghawar Field, Saudi Arabia," GeoArabia (2001)6, No. 4, 619.

Weiss W.W., V. Gottumukkala, R.A. Balch. A new Method of Calibrating Wireline Logs With Carbonate Core Measurements To Recognize Pay Zones, 2002. SPE 77330.

ЛИТОФАЦИИ	ГЛУБИНА (м)	ПОРИСТОСТЬ (%)	ПРОНИЦАЕМОСТЬ (мД)	ПЛОТНОСТЬ (г/см3)	ГРАНИЧНОЕ ЗНАЧЕНИЕ Т. (мсек)	Эффективная релаксивность	ССЫЛКА
	3420.5	24.5	2.82	2.82		3.5	SPE 56506 ^A
	3420.3	18.5	2.02	2.82		0.1	SPE 56506
доломитизированные известники и	3421.2	24.5	2.0	2.0		1.75	SPE 56506
доломиты	3422.9	13.3	2.0	2.0		1.75	SPE 56506
	3429.4	21.1	2.73	2.73		1.5	SPE 56506
	3/36 75	69	2.76	2.78		7.75	SPE 56506
	5450.75	0.7	2.15	2.13		1.13	5112 50500
Известняк	*264,84	16.0	6.8	2.71	98	1.26-3.15	SPE 63211 ^B
Известняк	*281,33	16.0	4.5	2.71	64	3.15	SPE 63211
Известняк	*286,75	22.0	94.8	5.72	41	1.26-5.0	SPE 63211
Известняк	*287,9	22.0	42.2	2.72	58	0.99-5.0	SPE 63211
Известняк	*288,12	22.0	52.7	2.73	64	1.26-5.0	SPE 63211
Доломит	*313,16	16.0	0.9	2.8	19	9.98	SPE 63211
Доломит	*320,88	13.0	0.6	2.73	14	15.8	SPE 63211
Известняк	*330,11	20.0	53.0	2.72	117	1.26-5.0	SPE 63211
Известняк	*334,16	22.0	3.6	2.74	90	1.26	SPE 63211
Доломит	*350,18	18.0	1.6	2.84	20	15.8	SPE 63211
Ваккит	*346.86	32,0			128	1.5	J.O. Parra
Зернистый известняк	*311,51	17			85	5.0	J.O. Parra
Карбонатный песчаник	*320-23		~50.0		6.5		J.O. Parra
	T III					2.0	A David SDD
Воннит	L-III MEW 1					2.9	A Dovid SDR
Dakkur	Thomama					1.5	A Boyd SDR
Вакки	Thainaina					1.1	A.Doyu, SDK
Доломит ^V (MSIG=19.89, FFI=16.68)	1348.3	19.8	8.54		35		T.R. Carr
Доломит ^V (MSIG=14.74, FFI=6.58)	1352.6	14.7	149		50		T.R. Carr
Доломит ^U (MSIG=7.34, FFI=2.71)	1339.5	7.6	0.036		5-7		T.R. Carr
Сноски: «А» - Олигоцен, Китай, бассейн Бохай (Bohai); «В» - Альб, западная Африка (Нигерия и Ангола), бассейн нижнего Конго (Lower Congo): «С»-							
Wackestone=ваккит. Илистая карбонатная осадочная порода, состоящая более чем на 10% из зерен диаметром более 20 мкм.; «U» - одномодальное							
распределение; «V» - бимодальное распределение пористости;							

Таблица 5.1.а Некоторые ЯМР-свойства карбонатных поро	д
-------------------------------------------------------	---

ПИТОФАЦИИ	ГЛУБИНА	ПОРИСТОСТЬ	ПРОНИЦАЕМОСТЬ	ПЛОТНОСТЬ	ГРАНИЧНОЕ	Эффективная	ССРШКА
литофиции	(м)	(%)	(мЛ)	(г/см3)	ЗНАЧЕНИЕ	релаксивность	CEDIMAN
	(m)	(70)		(1/0/05)	Т ₂ (мсек)	реликеньноеть	
Диатомит (мел)	4567.76	43,6	2,7	2,7	26,6	0.0177	Северное
Диатомит (мел)	3919.9	35,3	2,07	2,69	42,3	0.0124	Mope
Диатомит (мел)	3519.55	27,3	0,87	2,7	16,7	0.0260	Норвегия, Мел
Органообломочный ваккит ^Е	8662.5	18,7	0,81	2,7	95,5	0.0041	Абу-даби, Мел
	8693.35	27,9	281,33	2,71	26,6	0.0358	
	8733.3	26,2	67,9	2,7	67,3	0.0086	
Доломит микрокристаллический	2050.0	4,6	0,83	2,88	36,1	0.0324	Пермский
	2050.06	9,9	29,3	2,84	23,5	0.0067	бассейн, Техас
	1835.51	19,0	14,4	2,84	14,9	0.0175	
Известняк нуммулитовый	2903.6	14,8	1,13	2,71	107,2	0.00782	Харсдрубал,
	2826.5	27,9	14,0	2,71	95,5	0.00826	Тунис, мел
	2833.4	17,0	2,2	2,8	33,5	0.02179	
Доломит сахаровидный	2778.3	8,2	0,03	2,84	271,9	0.0042	Винфилд
	2844.0	6,6	0,09	2,81	18,7	0.0143	Оклахома
	2844.0	7,0	0,01	2,83	152,0	0.0037	Пермь
Доломит кавернозный	1773.98	7,8	2,2	2,81	737,7		Вэйн-Роздайл
	1768.55	6,4	44,4	2,81	18,3	0.0578	Альберта
	1760.54	2,1	0,50	2,86	79,2	0.0137	Девон
	1776.8	12,3	685,0	2,82	131,6	0.0473	
Сноски: «D» - дается выборка наиболее представительных образцов; «E» = ART дает название "diagenetic chalk"=диагенетически измененный диатомит (мел),							
но в описание используется «skeletal wackestone»;							

Таблица 5.1.в	Некоторые ЯМР	-свойства карбонатных	пород (ART Catal	ogue ^D)
---------------	---------------	-----------------------	------------------	---------------------





Связь распределения граничных значений T2 с проницаемостью (T.R. Carr, 1999)





Связь распределения максимальных (пиковых) значений T2 с диаметром поровых каналов (Т.R. Carr, 1999)



Распределения времен Т2 полностью водонасыщенных образцов доломита (Т.R. Carr, 1999)







Рис. 5.5

Выделение перспективных участков в коре выветривания известняков девона. Скважина 184 Токской площади (Оренбургская область)



Рис. 5.5а

Выделение перспективных участков в и результаты испытаний в смешанном разрезе. Скважина 254 Кичкасской площади (Оренбургская область)



Рис. 5.5в

Выделение перспективных участков в и результаты испытаний в смешанном разрезе. Скважина 254 Кичкасской площади (Оренбургская область)