

Использование ядерно-магнитного резонанса при исследованиях скважин

Не часто бывает так, что совершенно новый метод каротажа входит в повседневную практику.

Недавние успехи технологии ядерно-магнитного каротажа расширили возможности получения сведений о пластовых флюидах. Эта технология, относящаяся к самым значительным достижениям науки, позволяет поднять эффективность ГИС на новый уровень. Она дает возможность определять, какая часть пористости связана с пластовыми флюидами, потенциально извлекаемыми на поверхность.

Дэвид Аллен
Стив Крэри
Боб Фридман
Шугар Ленд, Техас, США

Марк Андреани
Вернер Клопф
Милан, Италия

Роб Бэдри
Калгари, Альберта, Канада

Патрицио Госсенберг
Аджип Эс-Пи-Эй
Милан, Италия

Билл Кеньон
Роберт Клайнберг
Чарльз Флом
Риджфилд, Коннектикут, США

Джулиан Сингер
Каракас, Венесуэла

Джим Уайт
Абердин, Шотландия

Дейл Логан
Джек Хорковиц
Мидленд, Техас, США

За помощь в подготовке данной статьи благодарим Грегга Губелина, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Шугар Ленд, Техас, США; Майкла Херрона, Шлюмберже-Долл Рисерч, Риджфилд, Коннектикут, США; Джеймса Дж. Ховарда, Филипс Петролеум Рисерч, Бартлесвилл, Оклахома, США; Джека Лавина, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Шугар Ленд, Техас, США; Стюарта Мёрчи и Камбиза А. Сафинья, Уайрлайн энд Тестинг, Монруж, Франция; Карлоса Е. Ольера, Шлюмберже Уайрлайн энд Тестинг, Буэнос-Айрес, Аргентина; и Гордона Пири, Консалтейшн Сервисез, Инк., Хьюстон, Техас.

Эта статья была впервые опубликована в номере журнала «Ойлфилд Ревью», лето 1997 г.

AIT (Многозондовый индукционный имиджер), ART (Прибор на тепловых и надтепловых нейтронах для оценки пористости), CMR и CMR-200 (совместимый зонд ядерно-магнитного каротажа), ELAN (элементный анализ кривых каротажа), ECS (Спектрометр для геохимического каротажа), EPT (Прибор, регистрирующий распространение электромагнитных волн), Litho-Density — литоплотностной каротаж (фотоэлектрический плотностной каротаж), MAXIS (Каротажная станция Максис — универсальная система сбора и обработки данных), MDT (Модульный динамический пластоиспытатель), MicroSFL (Зонд для измерения микросопротивления), RFT (Пластоиспытатель многократного действия), Platform Express являются марками Шлюмберже.

MRIL (ЯМК-зонд-построитель изображений) является маркой корпорации НУМАР.

Каротаж, основанный на методе ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), или ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), пробудил большой интерес в среде геофизиков. Два выпуска журнала *The Log Analyst* были посвящены исключительно ЯМК.¹ В предыдущем номере этого журнала была опубликована подробная статья о технологии ЯМК.² В последнее время профессиональные общества промысловых геофизиков провели несколько семинаров и конференций по ЯМК. Сегодня информацию о достижениях в ЯМК можно найти на Интернет.³

Чем вызван такой интерес? Причины очевидны. Во-первых, аппаратура ЯМК в значительной степени усовершенствована. Качество промысловых исследований приближается к такому, которое обеспечивают лабораторные приборы. Во-вторых, эти исследования позволяют петрофизикам, специалистам по разработке месторождений и геологам узнать то, что им нужно — типы флюидов и их объем в пласте, вскрытом скважиной. ЯМК позволяет достаточно просто выделить интервалы, в которых присутствуют углеводороды, и прогнозировать их извлекаемость. И наконец, несмотря на всю сложность процессов, на которых основан ЯМК, принципы измерений относительно просты для понимания.



К настоящему времени достигнуты большие успехи в использовании данных ЯМК для выявления и дифференциации всех пластовых флюидов, таких как свободная вода и связанная вода, а также газ и нефть. В данной статье дан обзор усовершенствований технологии ЯМК, которые позволили выделять различные компоненты пористости в пласте (см. «Что такое пористость песчанников и как ее измеряют?», стр. 6). Затем дана оценка новых, не требующих больших затрат времени и средств, методов применения ЯМК для определения важнейших характеристик пласта, таких как насыщенность связанной водой и пористость. Наконец, далее показано, как данные ЯМК в сочетании с данными других методов каротажа, позволяют получить точную количественную оценку характеристик пласта. С помощью ЯМК можно исследовать газоносные пласты сланцеватых песчанников и пласты, содержащие вязкую нефть.

Быстро развивающаяся технология

Исходная технология ЯМК была основана на концепции, разработанной компанией Шеврон Рисерч. В то время зонды включали крупногабаритные катушки, через которые пропускали сильный ток для создания в пласте постоянного магнитного поля. В этом поле происходила поляризация ядер, т.е. протонов, водорода, содержащегося в воде и углеводородах.⁴ После быстрого отключения постоянного магнитного поля поляризованные протоны начинают прецессировать в слабом однородном магнитном поле Земли. Прецессирующие протоны генерируют сигнал, затухающий по экспоненте, в той же самой катушке, которую используют для создания постоянного магнитного поля. По этому сигналу рассчитывали индекс свободных флюидов (FFI), характеризующего открытую пористость, т.е. часть порового объема, занятого подвижными флюидами.

У этих первых приборов были определенные технические недостатки. Во-первых, область резонанса охватывала все пластовые флюиды. Поэтому оператор должен был использовать специальный буровой раствор с добавкой магнетита,

чтобы устранить сильный фоновый сигнал скважинной жидкости. Это требовало больших затрат времени и средств. Кроме того, сильный ток приводил к насыщению катушки на длительное время, до 20 мс. Это снижало способность прибора улавливать быстро затухающие сигналы, соответствующие флюидам в мелких порах. Они могли улавливать только долго затухающие сигналы, соответствующие свободным флюидам.

(Продолжение на стр. 9)

1. *The Log Analyst* 37, no. 6 (November-December, 1996); и *The Log Analyst* 38, no. 2 (March-April, 1997).

2. Губелин Г, Кеньон Б, Клайнберг Р, Моррис К и Стрейли К: «Ядерно-магнитный каротаж — технология 21-го века», *Нефтегазовое Обозрение* 6, № 1 (Весна 2001): 30-44.

3. SPWLA предоставляет обширную библиографию публикаций по ЯМК, подготовленную Стивом Пренски из департамента внутренних дел Службы управления минеральными ресурсами США. Ее можно найти по адресу: <http://www.spwla.org/>. Информацию об аппаратуре ЯМК компании Шлюмберге можно найти по адресу: <http://www.connect.slb.com>. Информационная страница NUMAR находится по адресу: <http://www.numar.com>.

4. Первые зонды ЯМК не содержали постоянных магнитов для поляризации протонов.

Что такое пористость песчаников и как ее измеряют?

Выражаясь простым языком, пористость представляет собой пустотное пространство во всех породах, где скапливаются флюиды. В магматических породах это пространство очень мало, поскольку процесс роста кристаллов сопровождается образованием плотных контактов между зернами. Это справедливо и для метаморфических пород. И наоборот, песчаники формируются путем осаждения четко ограниченных частиц, поэтому между отдельными зернами сохраняются большие пустоты.

Очевидно, что углеводороды могут находиться только в пористых породах. Такие породы могут быть сформированы процессами выветривания и эрозии больших массивов плотных пород и осаждения продуктов эрозии при помощи ветра и воды. При переносе обломков от источника происходит их естественное распределение по размеру зерен (рис. 1). Геологов интересует, как влияют на начальную пористость, определяемую характером упаковки зерен, постседиментационные процессы, являются ли эти процессы чисто механическими или геохимическими, или же представляют собой сочетание и тех и других.

Переносу на наибольшие расстояния подвержены самые мелкие обломки, составляющие мелкозернистые пески и ил. Другие минералы, как например, слюда, быстро разрушаются эрозией и также переносятся на большие расстояния. Составляющие слюду алюмосиликатные чешуйки служат основой для глинистых минералов, образующихся в процессе выветривания, переноса и отложения. Глины могут формироваться также во флюидосодержащих осадках в результате диагенеза — химического, например осаждения вследствие изменения параметров раствора, биологического, например в результате жизнедеятельности животных, или физического, в процессе обезвоживания глин под действием сил сжатия. В конечном счете, пористость пласта определяется объемом пространства между зернами (рис. 2).

Однако пористость бывает различной. Особенностью исследований методом ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) является то, что они позволяют не только измерить объем пустотного пространства, предполагая, что оно заполнено водородсодержащей жидкостью, но и сделать некоторые выводы о размерах пор по результатам измерения

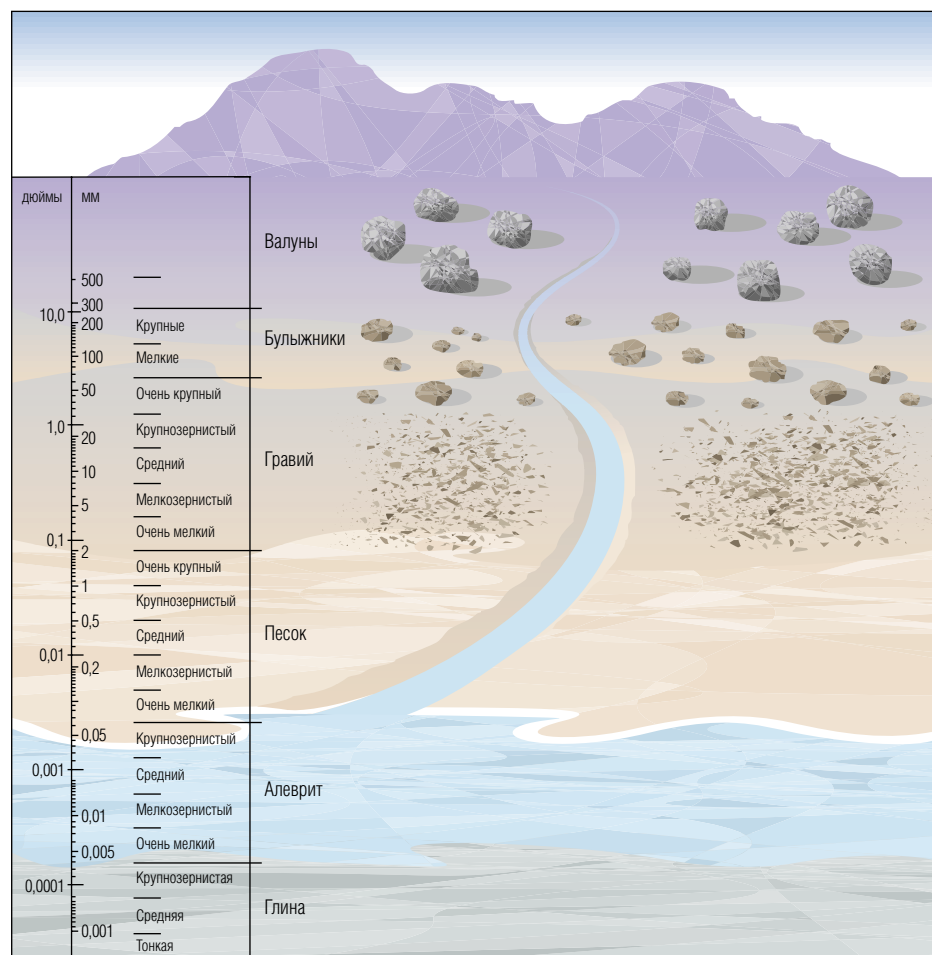


Рис. 1. Влияние выветривания и переноса частиц на изменение размера отложенных частиц. Разрушение горных массивов приводит к формированию кластических осадочных пород. На наибольшие расстояния ветром и водой перемещаются самые мелкие обломки. Многие материалы, которые устойчивы по отношению к воде и химическим изменениям, превращаются в частицы песка и глины, постепенно формирующие осадочные породы. Другие минералы исходных вулканических пород со сложной межзерновой структурой, такие как слюда и другие силикаты, превращаются в тонкодисперсные глины под воздействием выветривания и гидротермических процессов.

скорости релаксации. Таким образом появляется возможность разделить содержимое пор на такие составляющие, как подвижные флюиды в крупных порах и связанные флюиды — в мелких.

В пластах песчаника пространство, окружающее поры, может быть занято различными минеральными зернами. В простом случае хорошо отсортированного гидрофильного песчаника вода, которая смачивает поверхность песчаных зерен, крепко связана силой поверхностного натяжения. В таких пластах пространство между зернами песка часто бывает заполнено глинистыми

частицами. Вода связывается также с поверхностью глинистых частиц, а поскольку глины характеризуются высоким отношением поверхности к объему, то относительные объемы удерживаемой глинами воды велики. Такая вода всегда остается в породе и называется связанной. В случае чистых неглинистых песков ее называют также капиллярно удерживаемой или капиллярной водой. На всей открытой поверхности минерального скелета имеется адсорбированная вода, что дает возможность увязать размер зерен с объемом связанной воды.

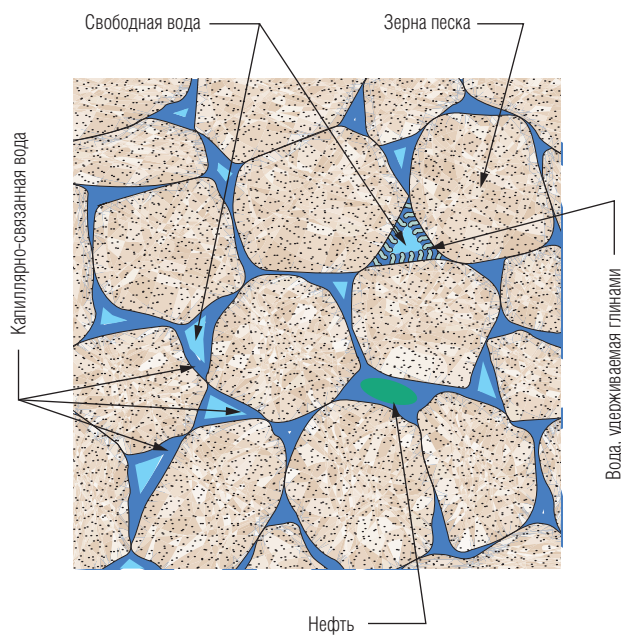


Рис. 2. Межзерновая пористость. Поры между смоченными водой зернами песчанника заполнены флюидами и тонкими слоями глины. Остаточная вода (темно-синий цвет) удерживается на поверхности зерен силой поверхностного натяжения и не может быть извлечена. Удерживаемая глинами вода также не может быть извлечена. Более крупные поры могут содержать свободную воду (голубой цвет). В некоторых случаях в них может содержаться и нефть (зеленый), изолированная от зерен песка капиллярной водой. Частицы глины и ассоциированные с ними слои удерживаемой глиной воды заметно уменьшают диаметр поровых каналов. Таким образом, уменьшается способность породы пропускать сквозь себя поток жидкости — т.е. проницаемость.

Исследования методом ЯМК позволяют выявить два следующих важных момента. Амплитуды эхо-сигналов зависят от объема каждого флюида. Время релаксации T_2 для каждой компоненты характеризует скорость релаксации, в которой главную роль играет релаксация, вызванная поверхностью зерен породы, или поверхностная релаксация. Значение T_2 зависит, главным образом, от отношения поверхности к объему порового пространства. В силу различного характера заполнения порового пространства (капиллярная или связанная глиной вода не может быть извлечена из породы, тогда как свободная вода может) зоны с одинаковым значением пористости, но резко отличающиеся по продуктивности, можно различить на основании распределения времен T_2 (рис. 3).

Ядра водорода в тонких прослоях воды в глине имеют высокие значения скорости релаксации, так как протоны воды находятся близко к поверхности зерен и часто сталкиваются с ней. Кроме того, если размеры пор достаточно малы для того, чтобы вода свободно диффундировала от одной поверхности к другой в заполненных водой поровых каналах, то скорость релаксации просто отражает отношение поверхности к объему пор. Таким образом, вода в малых порах с большими значениями этого отношения имеет большую скорость релаксации и, следовательно, короткое время T_2 (рис. 4).

С другой стороны, в крупных порах с небольшой величиной отношения поверхности к объему диффузия свободного водорода через поры требует большего времени. Таким образом, уменьшается количество столкновений с поверхностью и снижается скорость релаксации, что приводит к увеличению компонент T_2 на диаграмме ЯМК. Свободная вода, находящаяся в крупных порах, непрочно связана с поверхностью зерен силами поверхностного натяжения. Более длительные времена T_2 отражают объем свободных флюидов в пласте.

Другим примером флюидов с большими временами T_2 , отмечаемыми при исследованиях ЯМР, является нефть, сильно удерживаемая внутри гидрофильной поры (рис. 5). В этом случае молекулы нефти не могут проникнуть сквозь поверхность раздела нефть-вода к поверхности зерен. В результате этого ядра водорода в нефти релаксируют с такой же скоростью, как в свободном объеме. Скорость обычно невелика и зависит от вязкости нефти. Это дает возможность легко различать сигналы нефти и воды на распределении T_2 .¹

Для определения пористости обычно применяют методы нейтронного каротажа (НК). Рассеяние и замедление быстрых нейтронов в горной породе приводит к тому, что их скорость снижается до «тепловых» величин. Зонд нейтрон-нейтронного каротажа (ННК)

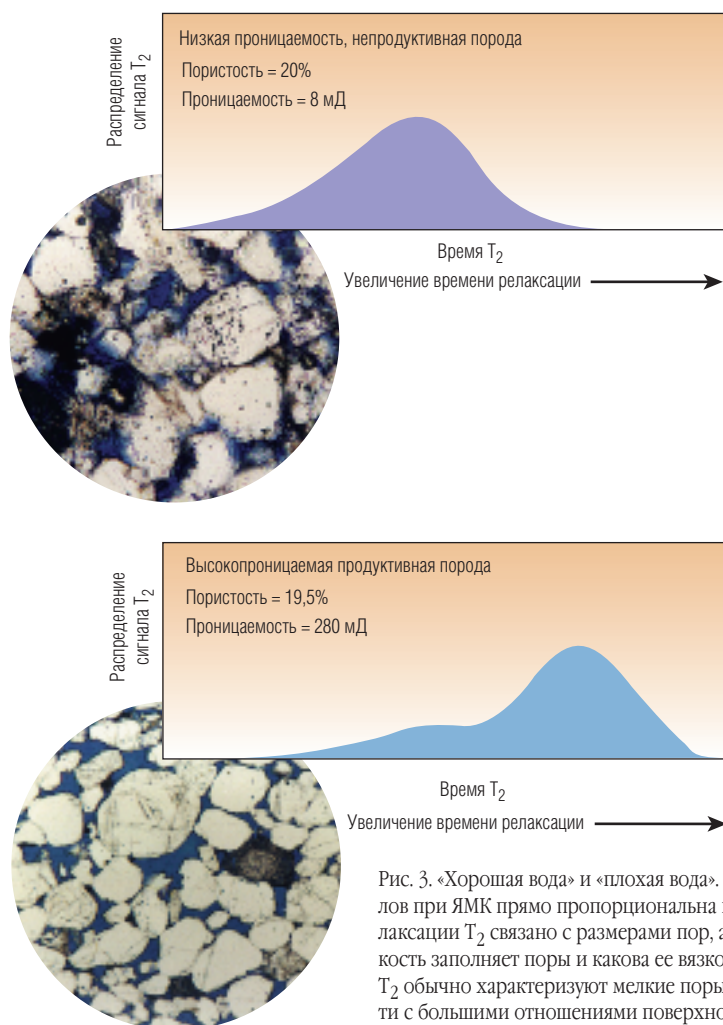


Рис. 3. «Хорошая вода» и «плохая вода». Амплитуда эхо-сигналов при ЯМК прямо пропорциональна пористости, а время релаксации T_2 связано с размерами пор, а также с тем, какая жидкость заполняет поры и какова ее вязкость. Короткие времена T_2 обычно характеризуют мелкие поры низкой проницаемости с большими отношениями поверхности к объему, тогда как длительные времена T_2 указывают на крупные поры высокой проницаемости. На представленных примерах показаны данные замеров на двух образцах с примерно равной амплитудой эхо-сигнала, что указывает на примерно одинаковую пористость, но с существенно различными временами релаксации, что позволяет уверенно выделить образец более высокой проницаемости.

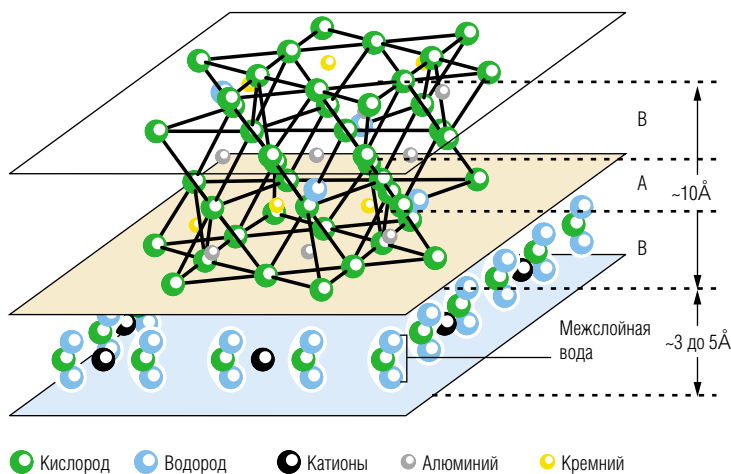


Рис. 4. Межслойная вода и гидроксильные группы в структуре глин. Минеральный состав глин представлен алюмосиликатами с размером зерен менее 0,002 мм. Слои представляют собой пластинчатые конструкции, состоящие либо из атомов алюминия, скоординированных в октаэдрах с атомами кислорода и гидроксильными группами $[\text{OH}]^-$, либо из кремниевых групп, организованных в тетраэдры. Эти пластины с октаэдральной (А) и тетраэдральной (В) структурой связываются между собой и образуют основную кристаллическую решетку глинистых минералов – либо двухслойную (по одной пластине каждого вида, АВ), либо трехслойную (ВAB) структуру. В смектитовой глинке пластины решетки связаны между собой катионами и молекулами межслойной воды. Гидроксилы регистрируются как пористость при всех видах нейтронных исследований, но не при ЯМК. Межслойная вода, защемленная в глинах между пластинами кристаллической решетки, не может быть извлечена.

регистрирует поток тепловых или надтепловых нейтронов, в зависимости от конструкции (ННК-Т или ННК-НТ). Водород имеет очень большое сечение захвата и является аномальным замедлителем, поскольку масса его ядра близка к массе нейтрона. Таким образом, при исследованиях нейтронными методами показания зонда зависят от концентрации водорода в горной породе. Это дает возможность определять пористость (рис. 6).

Однако имеются и осложнения. Небольшие отличия в сечении захвата других элементов обуславливают различия в величинах пористости, определенных в породах разного минерального состава. Это называется литологическим фактором. Кроме того, сказывается влияние поглотителей тепловых нейтронов, особенно в сланцах, которое ведет к значительному систематическому завышению показаний ННК-Т. К счастью, приборы ННК-НТ, такие как АРТ, свободны от этого влияния.

Наконец, в силу того, что ядерные реакции нейтронов с водородом не зависят от того, содержится ли водород во флюидах или входит в состав минералов, приборы НК регистрируют общее содержание водорода в пластовых флюидах и породе. Даже если вся связанная глинами вода и пленочная вода удалены, глинистые минералы содержат в своей кристаллической структуре гидроксилы $[\text{OH}]^-$: каолинит и хлорит содержат $[\text{OH}]_8$, а иллит и смектит — $[\text{OH}]_4$. Поэтому они дают завышенные значения пористости по НК.²

При литоплотностном каротаже (ГТК-П) пористость определяют с использованием гамма-излучения. Благодаря рассеянию гамма-квантов обеспечивается точное измерение общей средней плотности породы. Если правильно оценены значения плотности матрицы породы и флюидов, то можно точно определить пористость, т.е. пустотное пространство, заполненное флюидами (см. «Определение пористости по данным плотностного каротажа и СМР с учетом присутствия газа» на стр. 22). Обычно для этого делается предположение о значениях плотности зерен песчаника или известняка и воды, содержащейся в порах. Ошибки возникают, когда принимаются неправильные значения плотности матрицы породы (влияние литологии) или плотности флюидов (при наличии в порах свободного газа).

Использование значений пористости, полученных различными методами

Сравнение значений пористости, полученных различными методами, дает дополнительные сведения о строении коллектора. Обычно сопоставляют значения пористости по НК и литоплотностному каротажу, иногда просто осредняя их. Во многих случаях влияние литологии на значение пористости по НК компенсирует это же влияние на значение пористости по литоплотностному каротажу, и в итоге определяемое среднее

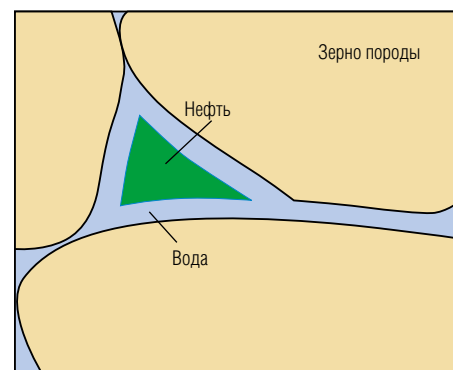


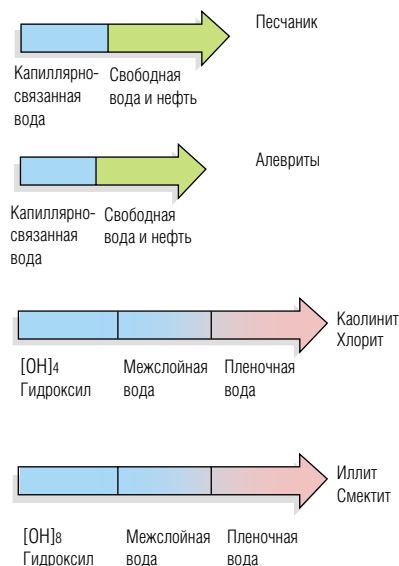
Рис. 5. Нефть в поровом пространстве гидрофильной породы. Из-за отсутствия контакта с поверхностью зерен породы нефть имеет такое же время релаксации, как и в свободном объеме, которое для маловязких нефтей обычно больше, чем для быстро релаксирующей воды.

значение пористости оказывается корректным. Если в водо- или нефтенасыщенной породе присутствуют два литотипа, значение пористости и относительное содержание каждого минерала можно определить с помощью графиков корреляции. В газонасыщенных интервалах значения пористости по данным НК очень малы или даже равны нулю, а полученные по данным плотностного каротажа несколько превышают их. Расхождение кривых является классическим подходом при интерпретации газоносных интервалов.

Распределения T_2 по данным ЯМК позволяют определять тип пластового флюида. Поскольку флюиды, заключенные в малых порах близкие к поверхности зерен породы, характеризуются коротким временем релаксации T_2 , а свободные флюиды в крупных порах — длительным временем T_2 , анализ распределения времен T_2 дает возможность дифференцировать флюиды, содержащиеся в породе (рис. 7). Сложение записанных амплитуд эхо-сигналов для разных флюидов позволяет определить значение общей пористости по ЯМК, которое в водонасыщенных песчаниках обычно соответствует значениям пористости по ГТК-П. В газонасыщенных интервалах величина пористости по ЯМК, так же как и по НК, зависит от общего содержания водорода и, следовательно, невысока. Таким образом, наблюдается расхождение кривых литоплотностного каротажа и ЯМК, являющееся признаком газоносного интервала.

1. Считать это расхождение кривых признаком присутствия газа можно в тех случаях, когда время ожидания достаточно велико для поляризации всех жидкостей, включая пластовую воду и фильтрат бурового раствора.
2. Буровые растворы на нефтяной основе составляют исключение и требуют длительного времени ожидания из-за длительного времени релаксации T_1 углеводородного фильтрата.

Пористость по нейтронному каротажу



Пористость по ЯМК

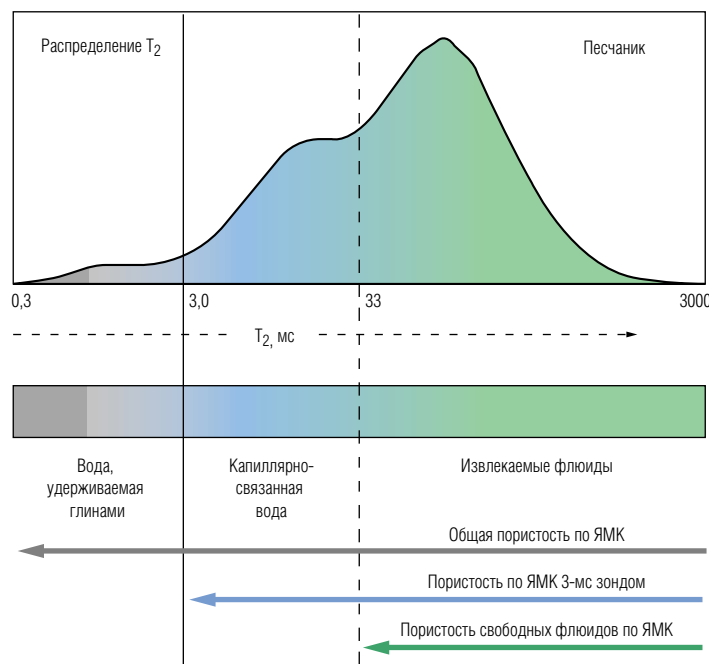
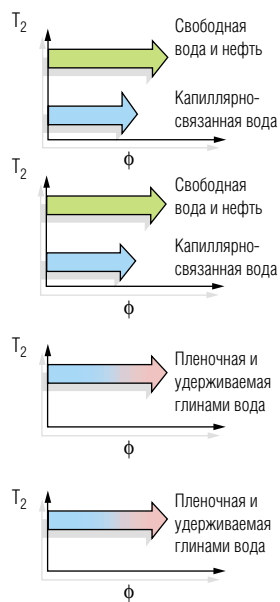


Рис. 7. Распределения времен T_2 при ЯМК дают ясное представление о природе флюидов. В водонасыщенных пластах песчаника распределение времен T_2 отражает распределение пор пласта по размеру. Более короткие компоненты T_2 относятся к воде, находящейся вблизи поверхности зерен и связанной с ней.

Рис. 6. Величины, измеряемые зондами ЯМК при определении пористости. Метод ЯМК позволяет различать капиллярные или удерживаемые глинами флюиды с их короткими компонентами T_2 от свободных изолированных флюидов с более длительными компонентами T_2 (вверху справа), тогда как нейтронный каротаж дает общее содержание водорода в породе (слева) и не позволяет различать флюиды разной подвижности.

Для отклонения поляризованных вращающихся ядер водорода приборы первых поколений потребляли большое количество энергии, и их нельзя было использовать в сочетании с другими зондами.

Благодаря разработкам американской Национальной лаборатории в Лос Аламосе, штат Нью-Мексико, в конце 80-х годов на нефтяных месторождениях был внедрен новый класс приборов — эхо-импульсные ЯМК-зонды. Это придало новую динамику использованию метода ЯМК. В настоящее время поляризующие поля создаются мощными постоянными магнитами, встроенными в зонды.⁵

В настоящее время в промышленности применяются каротажные зонды двух типов. Они отличаются способами создания поляризуемого поля. Для получения достаточно сильного сигнала в приборах ЯМК MRIL корпорации NUMAR используется комбинация стержневого магнита и продольных приемных катушек, создающая зону исследования длиной 60 см. Эта зона концентрична оси скважины и распространяется примерно на пять сантиметров за стенки скважины в породе.⁶

В совместимом ЯМК-зонде компании Шлюмберже (CMR) используется направленная антенна, заключенная между двумя стержневыми магнитами с целью фокусировки замеров ЯМК в 15-сантиметровой зоне внутри породы, то есть в том же объеме породы, который исследуется и при других основных видах каротажа.⁷ Для повышения качества интерпретации и лучшей оценки свойств пласта дополнительно к ЯМК могут быть использованы следующие данные: плотность и фотоэлектрический фактор при литоплотностном каротаже, диэлектрические свойства по EPT, микросопротивление по MicroSFL и пористость по НК-НТ, выполненному прибором АРТ. Кроме того, высокое разрешение зонда CMR по вертикали позволяет выявлять изменения пористости в тонко переслаивающихся разрезах, как например, в переслаивании глинистых сланцев и песчаников.

5. Murphy DP: "NMR Logging and Core Analysis Simplified," *World Oil* 216, no. 4 (April 1995): 65-70.

См. Губелин Г и др., ссылка 2.

6. Miller MN, Paltiel Z, Gillen ME, Granot J and Bouton JC: "Spin Echo Magnetic Resonance Logging: Porosity and Free Fluid Index Determination," paper SPE 20561, presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 23-26, 1990.

7. Morris 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.

См. Губелин Г и др., ссылка 2.

ЯМК в скважине

Скважинные исследования могут дать разнообразную информацию о пористости пластов. Во-первых, они дают возможность оценить, какое количество флюидов содержится в пласте. Во-вторых, они дают подробное представление о размере и структуре пор, что невозможно при обычных видах каротажа пористости. Это позволяет лучше изучить подвижность флюида и ответить на вопрос — является ли он связанным породой или может свободно перемещаться. Наконец, в ряде случаев с помощью ЯМК можно определить, какого типа этот флюид — нефть, газ или вода.

Процесс исследования методом ЯМК — динамический, то есть, он зависит от того, каким образом его проводят. Изменение времени ожидания влияет на общую поляризацию, а изменение интервала между эхо-сигналами влияет на чувствительность к диффузионным эффектам во флюидах. Времена поперечной релаксации T_2 зависят от структуры поверхности зерен, релаксируемости самой поверхности и от способности молекул воды, совершающих броуновское движение, взаимодействовать с поверхностями. В некоторых случаях, когда флюиды в порах не контактируют с поверхностью, наблюдаемые времена релаксации приближаются к временам релаксации флюидов в свободном объеме.

Первые приборы эхо-импульсного ЯМК, появившиеся в начале 90-х годов, не были способны регистрировать быстрые компоненты распределения времен релаксации. Наиболее короткие времена T_2 ограничивались диапазоном 3—5 мс, что позволяло выявлять капиллярную воду и свободные флюиды, с которыми связана эффективная пористость.⁸ Однако, вода удерживаемая глинами, связана намного сильнее, и она характеризуется гораздо более высокой скоростью релаксации, чем замеренная с помощью этих зондов. Усовершенствования зондов, сделанные в последние годы, позволяют измерять в десять раз более высокие скорости релаксации. Сейчас подаются измерения времени T_2 в диапазоне 0,1—0,5 мс. К числу таких усовершенствований относятся развитие электронных схем, более эффективный сбор информации и новые методики обработки, которые используют преимущества быстрого получения информации.

Например, корпорация NUMAR включила в свои стандартные приборы мультиплексную временную схему, для увеличения отношения сигнал-шум. Этого удалось достичь благодаря сочетанию стандартной последовательности, состоящей из 400 эхо-импульсов с интервалами 1,2 мс, и быстрых серий из 8—16 эхо-импуль-

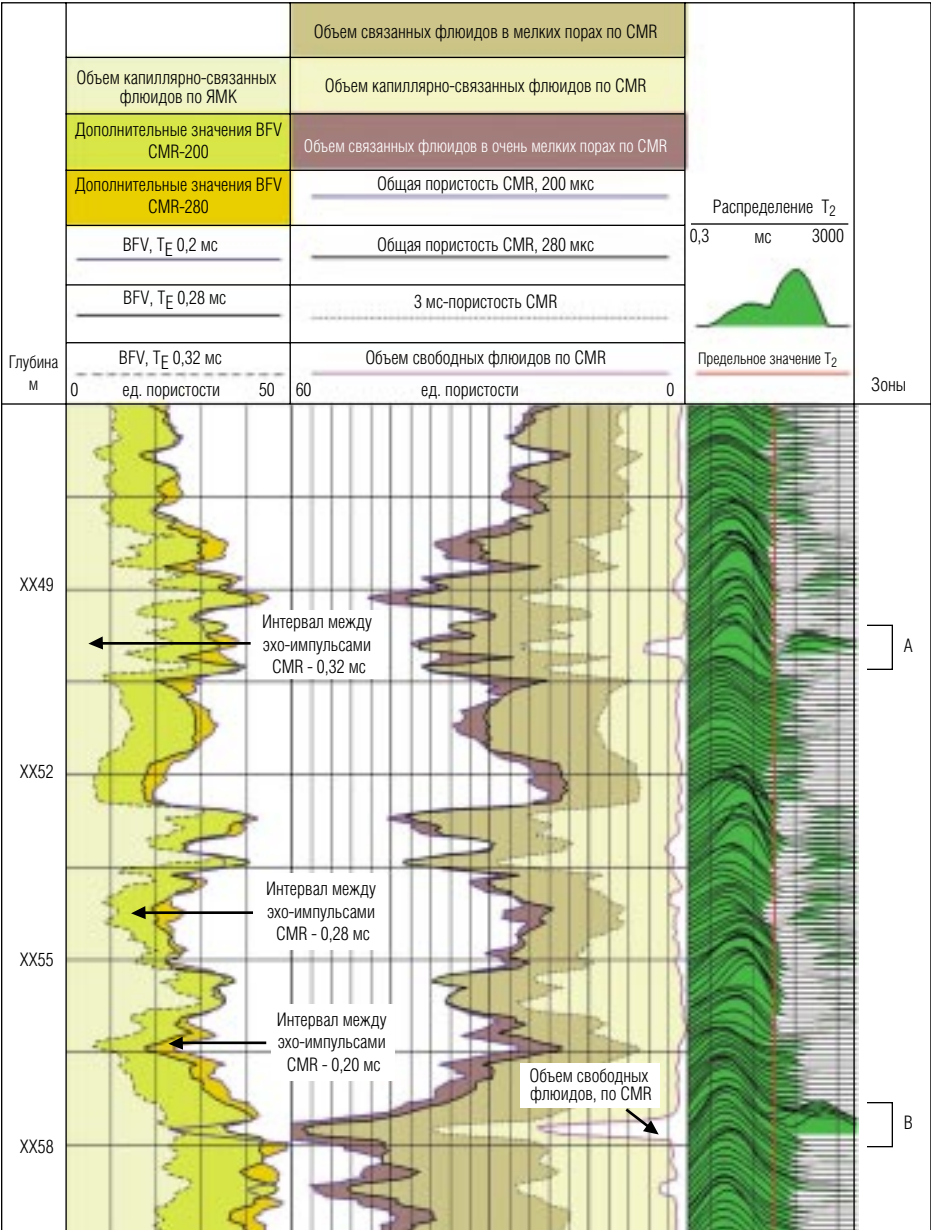


Рис. 8. Увеличение частоты эхо-импульсов улучшает способность CMR регистрировать короткие времена T_2 , относящиеся к мелким порам. Зонд CMR был помещен в неглубокую разведочную скважину в Канаде, вскрывшую меловые отложения. Исследования проводили с тремя различными значениями интервала между эхо-импульсами — 0,32 мс, 0,28 мс и 0,20 мс. С уменьшением интервала между эхо-импульсами значения общей пористости (средняя колонка) CMR увеличиваются в сланцах, имеющих мелкие поры. Это обусловлено тем, что с увеличением частоты эхо-импульсов возрастает способность зонда регистрировать значения T_2 меньше 3 мс (правая колонка). Это подтверждается отклонением в сторону больших значений кривой BFV, полученной зондом CMR-200 (левая колонка). В двух песчаных зонах А и В длительные компоненты распределения T_2 соответствуют увеличению объема свободных флюидов, определенному зондом CMR (средняя колонка).

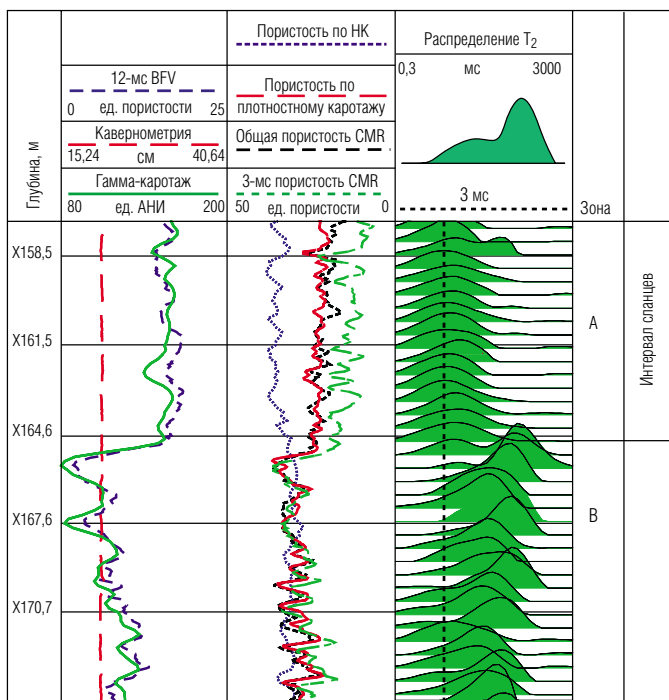


Рис. 9. Кривая общей пористости по данным комплексного прибора Platform Express различает песчаники и сланцы. Кривые пористости показаны в колонке 2 полевой каротажной диаграммы. Значения пористости по данным как нейтронного, так и плотностного каротажа были получены в предположении, что матрица представлена песчаником. Значения TCMR позволяют правильно выделять пористость плотно сцементированных сланцев, которая характеризуется короткими компонентами распределений T_2 (колонка 3). НК дает завышенные значения пористости в интервале глинистого сланца (зона А) из-за присутствия в нем сильных поглотителей нейтронов. Данные гамма-каротажа и BFV (вся пористость с T_2 менее 12 мс) в колонке 1 показывают, что исследования зондом CMR являются альтернативным методом выделения интервалов глинистых сланцев.

сов с более чем в двое уменьшенными интервалами.⁹ Эта последовательность импульсов повторяется 50 раз, в результате чего статистическая неоднозначность уменьшается в 7 раз. В настоящее время этот прибор способен регистрировать времена поперечной релаксации T_2 не менее 0,5 мс.

Компания Шлюмберге усовершенствовала как сам прибор CMR, так и программы обработки сигнала.¹⁰ Отношение сигнал-шум на эхо-импульс в новом приемнике сигналов было увеличено на 50%. Скорость регистрации эхо-импульсов была увеличена на 40%, при этом интервал приема уменьшился с 0,32 мс до 0,2 мс. Таким образом была улучшена способность прибора CMR регистрировать короткие времена релаксации (рис. 8). Кроме того, оптимизированные программы обработки сигнала обеспечивают максимальную способность регистрировать ко-

роткие времена релаксации T_2 . В итоге, новый эхо-импульсный ЯМК-зонд, названный CMR-200, способен регистрировать времена T_2 не менее 0,3 мс в режиме непрерывной записи и 0,1 мс в стационарном режиме.

Общая пористость

Теперь измерения методом ЯМК позволяют выдавать больше информации о флюидах в пласте, включая микропористость, относящуюся к илам и глинам, и межзерновую пористость, имеющуюся в некоторых карбонатах (T_2 менее 3 мс). Таким образом, действия, выполняемые зондами ЯМК при изучении пластов сложного строения, приближаются к решению задачи измерения полной пористости, не зависящей от литологии.

Значение общей пористости, определяемое методом ЯМК по временам поперечной релаксации T_2 , зависит от содержания водорода в пласте. Таким образом, в газонасыщенных зонах по-

ристость по ЯМК получается заниженной, поскольку содержание водорода в газе ниже, чем в воде или нефти, и к тому же для газа характерна неполная поляризация. Разность значений общей пористости по ЯМК и плотностному каротажу является признаком присутствия газа.

Дифференциация пористости с помощью ЯМК дает возможность определять проницаемость и остаточную водонасыщенность. В перспективе способность ЯМК-зондов регистрировать малые времена T_2 можно будет использовать для точного определения объемов связанной глинами воды для петрофизической интерпретации, например для расчета насыщенности углеводородами с помощью моделей «Дьюал Уотер» или Уаксмана-Смита.

Простой пример из Южной Америки показывает повышенную чувствительность к сланцам благодаря улучшенной способности замерять короткие времена релаксации (рис. 9). Пористость по плотностному каротажу рассчитали, принимая плотность матрицы песчаника равной 2,65 г/см³, и пористость по НК-Т — исходя из предположения, что матрица сложена песчаником.

Для расчета общей пористости (TCMR) по данным CMR-200 использовали распределения T_2 , показанные в колонке 3, традиционную кривую 3-мс эффективной пористости CMR (CMRP), которая показана в колонке 2, и кривую 12-мс пористости по объему связанных флюидов (BFV), показанную в колонке 1.

Все кривые пористости, показанные в колонке 2, совпадают в зоне В, что указывает на наличие в ней довольно чистого водонасыщенного песчаника. Эта зона, свободная от сланцев, вносит относительно небольшой вклад в распределение времен релаксации в области ниже 3-мс предела чувствительности эхо-импульсных зондов CMR ранних моделей. Однако в глинистых сланцах, зона А, картина меняется. Основная часть распределения времен T_2 , характеризующих пористость, смещается в сторону более коротких значений, что хорошо видно в колонке 3. В зоне сланцев кривая общей пористости в колонке 2, записанная новым зондом CMR-200, отражает короткие времена релаксации и хорошо согласуется с пористостью по данным плотностного каротажа. Записанная более ранним зондом CMR диаграмма пористости T_2 , показанная в колонке 2, не отражает коротких компонент распределения T_2 в диапазоне от 0,3 мс до 3 мс, и поэтому показывает в зоне глинистого сланца значение пористости на 10 единиц ниже.

8. Miller и др., ссылка 6.

9. Prammer MG, Drack ED, Bouton JC, Gardner JS, Coates GR, Chandler RN and Miller MN: "Measurements of Clay-Bound Water and Total Porosity by Magnetic Resonance Logging," paper SPE 36522, presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, October 6-9, 1996.

10. Freedman R, Boyd A, Gubelin G, Morris CE and Flum C: "Measurement of Total NMR Porosity Adds New Value to NMR Logging," *Transactions of the SPWLA 38th Annual Logging Symposium*, Houston, Texas, USA, June 15-18, 1997, paper 00.

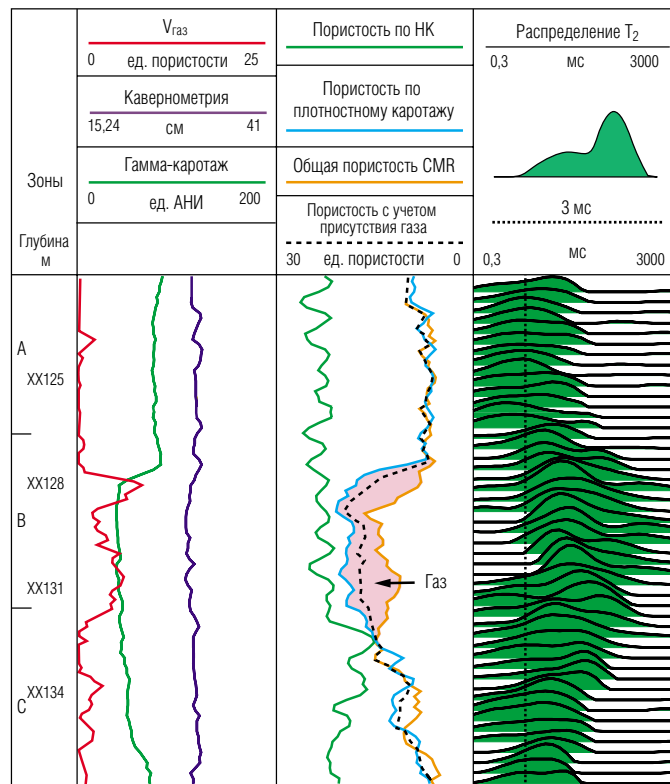


Рис. 10. Выявление газоносных интервалов с использованием общей пористости CMR и пористости по плотностному каротажу. Разность между общей пористостью (красная кривая) и пористостью по плотностному каротажу (синяя кривая) в интервале глинистых песчаников (колонка 2) позволяет идентифицировать газонасыщенную зону. Традиционное расхождение кривых нейтронного и плотностного каротажей подавляется присутствием глин, ослабляющим признаки присутствия газа на диаграмме ННК-Т (зеленая кривая). Короткие (меньше 3 мс) времена релаксации, обусловленные присутствием воды, связанной глинами в сланцах, вносят большой вклад в распределение T_2 . Пористость с учетом присутствия газа (черная штриховая линия) всегда меньше пористости по плотностному каротажу и больше общей пористости CMR.

Большая доля значений менее 3 мс в распределении T_2 дает основания считать, что сланцы содержат глинистые минералы с высоким содержанием связанной воды.

ННК-Т показывает в интервале глинистых сланцев завышенное значение пористости в связи с высоким сечением захвата тепловых нейтронов, характерного для сланцев. Возможно, это обусловлено присутствием в сланцах некоторого количества сильных поглотителей, связанных с глинами, таких как бор или гадолиний.

В колонке 1 наблюдается тесная корреляция между кривой гамма-каротажа и кривой BFV, полученной с использованием всех значений T_2 ниже предельного значения 12 мс. На этом основана идея другого интересного подхода к измерению общей пористости — пористость, характеризующаяся короткими временами T_2 может служить хорошим индикатором глинистых сланцев, не зависящих от естественной радиоактивности породы. Это важно в тех случаях, когда чистые песчаники, в которых выполняется каро-

таж, содержат радиоактивные минералы. В таких ситуациях гамма-каротаж не позволяет отличить песчаник от глинистого сланца. В лучшем случае, методы гамма-каротажа могут лишь качественно выявить наличие глинистого сланца, и их обычно используют для оценки необходимых поправок за глину при расчете эффективной пористости.

Выявление газа в глинистых песчаниках. Пример скважины в южном Техасе демонстрирует возможность использования кривой общей пористости CMR в выявлении газа в пластах глинистого песчаника. Разрез представлен газонасыщенным глинистым песчаником, перекрытым прослоями глинистого сланца (рис. 10). Определение газоносности на основании традиционного подхода по разнице в значениях пористости по НК и плотностного каротажа ненадежно или даже невозможно в глинистых отложениях в силу того, что наличие в сланцах сильных поглотителей тепловых нейтронов приводит к завышению значений пористости. Это хорошо видно на данном примере. Такое влияние на результаты НК подавляет признаки присутствия газа и это

означает, что при прохождении зондом газоносного интервала кривая пористости по данным НК никогда последовательно не смещается в область значений, меньших значений пористости по данным плотностного каротажа.

Метод общей пористости по ЯМК, напротив, хорошо работает в подобных условиях, и это облегчает интерпретацию полученных результатов. Снизу вверх по разрезу, в нижнем песчанике (зона С), TCMR хорошо согласуется с пористостью по плотностному каротажу. Однако в верхней части заглинизированного песчаника, в зоне В, значения пористости CMR снижаются и оказываются меньше значений пористости по плотностному каротажу. Расхождения в данных пористости ЯМК и плотностного каротажа является признаком присутствия газа. Амплитуды сигналов ЯМК уменьшаются в газоносном интервале из-за пониженного содержания водорода в газе и более длительного времени поляризации газа. Значение пористости по плотностному каротажу, полученное в предположении,

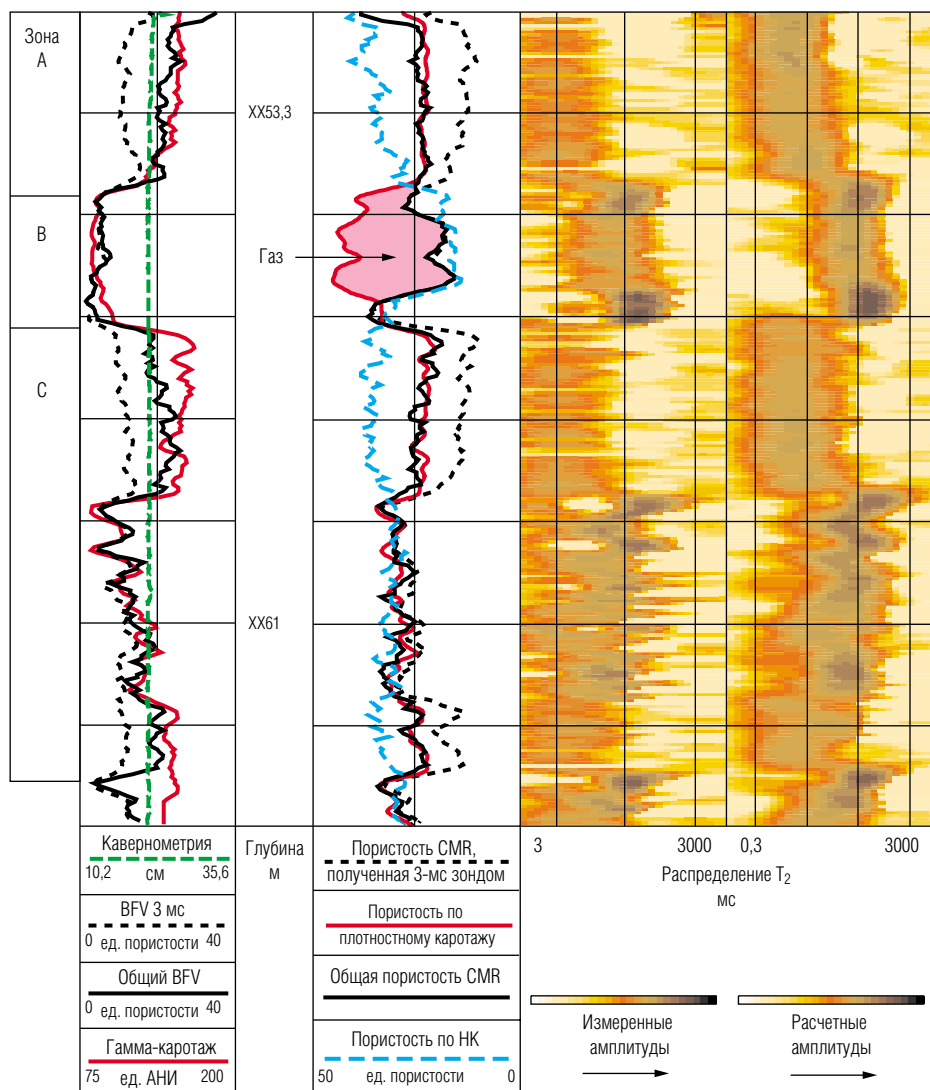


Рис. 11. Выявление газа с помощью кривой общей пористости по данным комплексного прибора Platform Express. Благодаря возможности учета коротких времен релаксации, соответствующих сланцам, в распределении T_2 по данным нового зонда CMR-200 (колонка 4), достигается заметное улучшение соответствия общей пористости по данным CMR-200 (сплошная черная кривая) и пористости по плотностному каротажу (красная линия) по сравнению с 3-мс пористостью CMR (пунктирная черная кривая, колонка 2). Таким образом, расширяются возможности использования расхождения кривых общей пористости CMR и пористости по плотностному каротажу в качестве признака присутствия газа — закрашенная розовым цветом область в колонке 2. Увеличение эффективности обработки сигнала становится очевидным при сравнении кривой BFV, полученной зондом CMR-200 (сплошная черная кривая), с кривой BFV, полученной 3-мс зондом ЯМК ранней модели (пунктирная черная кривая), показанной в колонке 1.

что поры насыщены водой, оказывается несколько завышенным в газоносном интервале. В результате увеличивается величина расхождения кривых. Поскольку газ влияет как на пористость по CMR, так и на пористость по плотностному каротажу, зона расхождения кривых CMR и плотностного каротажу является эффективным индикатором наличия газа в глинистых песчаниках.

В колонке 2 показана кривая пористости, определенной с учетом присутствия газа, $\phi_{gas-corr}$. В колонке 1 показан объем газа, V_{gas} . Эти параметры получены путем сопоставления петрофизи-

ческих данных со значениями пористости CMR и по плотностному каротажу (см. «Определение пористости по данным плотностного каротажу и CMR с учетом присутствия газа», стр. 22).¹¹ Новое значение $\phi_{gas-corr}$, рассчитанное по данным TCMR и плотностного каротажу (колонка 2), позволяет дать более точную оценку истинной пористости в газонасыщенных зонах. В отличие от традиционного НК, метод ЯМК корректно работает в таких условиях. Это обусловлено тем, что его показания, характеризующие пористость,

зависят только от изменения концентрации водорода, а не от интенсивности поглощения нейтронов в сланцах. Как и ожидалось, в интервале сланцев, зона А, кривые общей пористости CMR и $\phi_{gas-corr}$ опять приходят в соответствие с диаграммой пористости по плотностному каротажу.

Наконец, в нижнем интервале, зона С, ниже газоносного песчаника, наблюдается переход к песчанику с ухудшенными свойствами и низкой проницаемостью. Об этом свидетельствуют короткие времена релаксации, отмечаемые на распределениях T_2 . В этой зоне признаки присутствия газа слабы, поскольку диаграммы общей пористости CMR, $\phi_{gas-corr}$ и пористости по плотностному каротажу довольно хорошо согласуются.

Следующий яркий пример — скважина компании Бритиш Газ в Тринидаде, где был обнаружен газ в глинистых песчаниках, с использованием общей пористости CMR и пористости по плотностному каротажу (рис. 11). В нижней части данного интервала есть глинистые водоносные пропластки (зона С), выше которых залегают тонкий (2 м) пропласток чистого песчаника (зона В), перекрытый сланцами (зона А). В нижней части чистого песчаника (зона В) выделен газо-водяной контакт (отметка XX56 м). Кривая общей пористости CMR в колонке 2 совпадает с кривой пористости по плотностному каротажу во всех водонасыщенных пропластках глинистых песчаников. В чистом песчанике, который содержит газ, наблюдается значительное расхождение кривых общей пористости CMR и пористости по плотностному каротажу. Здесь аналогичным образом уменьшение значений пористости CMR обусловлено пониженной концентрацией водорода в газе. Большое расхождение этих двух кривых служит явным признаком наличия газа в пласте.

Диаграммы ЯМК, показанные в этом примере, были получены с помощью эхо-импульсного зонда CMR ранней модели. Сравнение кривых эффективной 3-мс пористости, полученной зондом ранней модели, и общей пористости, полученной новым зондом, дает представление о преимуществах новых алгоритмов расчета пористости CMR. Кривые общей и эффективной пористости в колонке 2 сходны в чистом песчанике, однако в глинистом интервале на кривой 3-мс пористости отсутствуют короткие времена релаксации. Подобным же образом, кривая 3-мс пористости связанных флюидов, построенная на основе показанного в колонке 3 ограниченного распределения T_2 по данным зонда ранней модели, со-

11. Боб Фридман, Частное сообщение, 1997.

держит намного больше флуктуаций и не отражает основную часть пористости связанных флюидов в глинистых пропластках. В то же время, распределение T_2 по данным нового зонда CMR в колонке 4 показывает значительное присутствие коротких (0,3—3 мс) компонент, относящихся к сланцам, содержащим связанные флюиды. Так же, как в предыдущем примере, новая кривая BVF, полученная по значениям общей пористости, теперь хорошо согласуется с кривой гамма-каротажа и может служить эффективным индикатором глин. Когда используемые в промышленности зонды CMR будут модифицированы до CMR-200, качество данных каротажа и результатов их интерпретации повысится, как показано в приведенном примере.

Определение проницаемости по общей пористости. Интерпретация пористости и анализ проницаемости слюистых песчаников в Северном море по данным плотностного каротажа особенно сложны ввиду того, что плотность скелета породы точно не известна. В этих условиях общая пористость CMR соответствует пористости по керну намного лучше, чем пористость по данным традиционных методов каротажа (рис. 12). Кроме того, большое значение имеет возможность определения проницаемости по данным CMR. Другие методы получения этой крайне важной информации о коллекторе, такие как отбор керна и испытания скважин, связаны с большими затратами или с большой неопределенностью.

Как показывает опыт, в описанных выше условиях расчет пористости и проницаемости по данным CMR непосредственно на скважине, с принимаемыми по умолчанию значениями параметров, хорошо согласуется с данными по керну по меньшей мере в 75% скважин. Обычно по умолчанию принимается значение индекса водородосодержания флюида, равное единице (для воды). Для расчетов, относящихся к связанным флюидам, используется уравнение Тимура-Коутса с предельным значением T_2 33 мс.¹² В большинстве этих скважин применение зонда CMR частично заменяет отбор керна. Особенно часто его используют в морском бурении и в отдаленных районах, где стоимость отбора керна может достигать 6 тысяч долларов за метр.

В морской газовой скважине в Мексиканском заливе, пробуренной с применением раствора на нефтяной основе на периферии большого соляного купола, представилась возможность оценить контакты флюидов в разведанной газонефтяной залежи и определить продуктивность в интервалах пород с низкими удельными сопротивлениями. При бурении более ранних скважин на той же площади возникали осложнения, вследствие которых качество ствола было низким, а результаты каротажа в открытом стволе — неудовлетворительными. Как следствие, результаты петрофизических анализов и изучения коллекторских свойств пласта нельзя было считать достоверными.

Комплексная интерпретация измерений CMR и данных каротажей обеспечила четкое описание петрофизических свойств по разрезу в этой скважине (рис. 13). Кривые в колонке 2 показывают несколько интервалов с высоким удельным сопротивлением, а в колонке 3 имеют место расхождения кривых плотностного и нейтронного каротажей, которые являются признаками газонасыщенности. Общая пористость CMR в газонасыщенных интервалах невысока. Имеются и несколько интервалов с низким удельным сопротивлением, которые могут давать воду. Особый интерес представляют интервалы с низким удельным сопротивлением в подошве газонасыщенного песчаника в зоне С, которые могут характеризовать водонасыщенность, а так же пропласток песчаника с низким удельным сопротивлением в зоне D. В этих интервалах пористость CMR, относящаяся к связанным флюидам, возрастает.

Метод интерпретации ELAN (элементный анализ кривых каротажа), который объединяет данные КС и CMR, показывает, что во всем этом интервале содержание свободной воды невелико (рис. 14). Вода, содержащаяся в этих зонах, по-видимому, в основном остаточная, так как объем связанных флюидов по CMR сопоставим с общим объемом воды, определенным по данным КС. В скважине была проведена перфорация трех верхних продуктивных интервалов, причем интервалы перфорации в зонах А, В и С были уверенно выбраны по кривым общей пористости CMR, BVF и проницаемости.¹³ Начальный приток из трех верхних продуктивных интервалов составлял 0,6 млн. куб. м/сут. газа и 124 куб. м/сут. конденсата с содержанием воды менее 1%, и это подтвердило правильность интерпретации CMR. Нижележащие продуктивные пропластки (зоны D и E) не были проперфорированы, так как ниже по структуре ведется добыча нефти. Тем не менее, данные интерпретации по этим интервалам были включены в общий подсчет извлекаемых запасов.

Другой пример из Мексиканского залива — скважина уплотняющей сетки эксплуатационного бурения на антиклинали с тектоническими нарушениями. Данные, полученные в этой скважине, позволили оператору определить, будет ли интервал, находящийся по структуре намного выше ВНК в нефтегазоносной зоне с низким удельным сопротивлением, давать минерализованную воду или углеводороды. На стандартную диаграмму Platform Express к кривым плотностного и нейтронного каротажей добавили кривую пористости CMR и распределение T_2 (рис. 15).

Несколько интервалов песчаника (зоны А, В и С) легко выделяются благодаря более продолжительным временам T_2 , которые могут соответствовать углеводородам, изолированным в гидрофильных породах или в крупных порах, заполненных водой. Электропроводность зоны С

более высокая, что указывает на воду, однако общая пористость CMR меньше, чем по плотностному каротажу, что является признаком газа. В зонах А и В есть песчаники с высоким удельным сопротивлением, оценка которых на основании только первичных диаграмм затруднена. Здесь картина неясна.

Петрофизический анализ данных CMR и Platform Express по рассматриваемому интервалу показал причину сложности оценки пласта-коллектора — литологическую изменчивость и присутствие фронта вытеснения нефти водой (рис. 16). Эта интерпретация, включающая проницаемость по данным CMR, сверенную с результатами последующего анализа керна, а также данными по остаточной воде, показывает, что верхний песчаный пропласток с высоким удельным сопротивлением (зона А) продуктивен и содержит нефть и небольшое количество свободной воды. Средний пропласток с меньшим удельным сопротивлением (зона В) содержит меньше нефти и значительное количество потенциально извлекаемой воды. Пласт с низким удельным сопротивлением (зона С), по-видимому, содержит некоторое количество нефти и большое количество свободной воды. Вероятнее всего, это вода, закачиваемая в пласт.

Компания-оператор, полагая, что на показания каротажа повлияло глубокое проникновение, провела перфорацию и опробовала нижний интервал песчаника (зона С). Однако из него была получена только минерализованная вода, что соответствовало данным петрофизического анализа. Эту зону изолировали и провели перфорацию верхних интервалов с притоком 16 куб. м/сут. нефти с содержанием воды всего 10%. Это также соответствовало прогнозу, сделанному на основании интерпретации ELAN. Очевидно, что комплексное изучение кривых пористости и проницаемости по данным CMR с данными других методов, таких как КС и ЯМК, можно оценить состав насыщающих пласт углеводородных флюидов и положение ВНК в продуктивных интервалах этого сложно построенного коллектора.

12. Индекс водородосодержания — это объемная доля пресной воды, которая содержала бы такое же количество водорода. Уравнение Тимура-Коутса — известная формула для расчета проницаемости по данным ЯМК. В нем используется соотношение объемов свободных и связанных флюидов. Впервые оно было опубликовано в работе Coates G and Denoo S: "The Producibility Answer Product," *The Technical Review*, 29, no. 2 (1981): 54-63.

13. В любом случае, когда в гидрофобной породе используют глинистый раствор на нефтяной основе, легко различить связанную и свободную воду. Связанная вода имеет короткое время T_2 , а раствор на нефтяной основе, проникающий в поровое пространство, занятое свободной водой, имеет продолжительное время T_2 . Граничное значение T_2 очевидно, и различить связанные и свободные флюиды для расчетов по уравнению Тимура-Коутса не представляет труда.

Рис. 12. Определение проницаемости по значениям общей пористости CMR в слюистых песчаниках в Северном море. Для многих пластов месторождений Северного моря характерно хорошее соответствие кривых проницаемости по керну и по данным CMR (колонка 2), полученных с использованием стандартного уравнения Тимура-Коутса. Данный пример относится к нефтенасыщенному интервалу, пройденному с раствором на нефтяной основе.

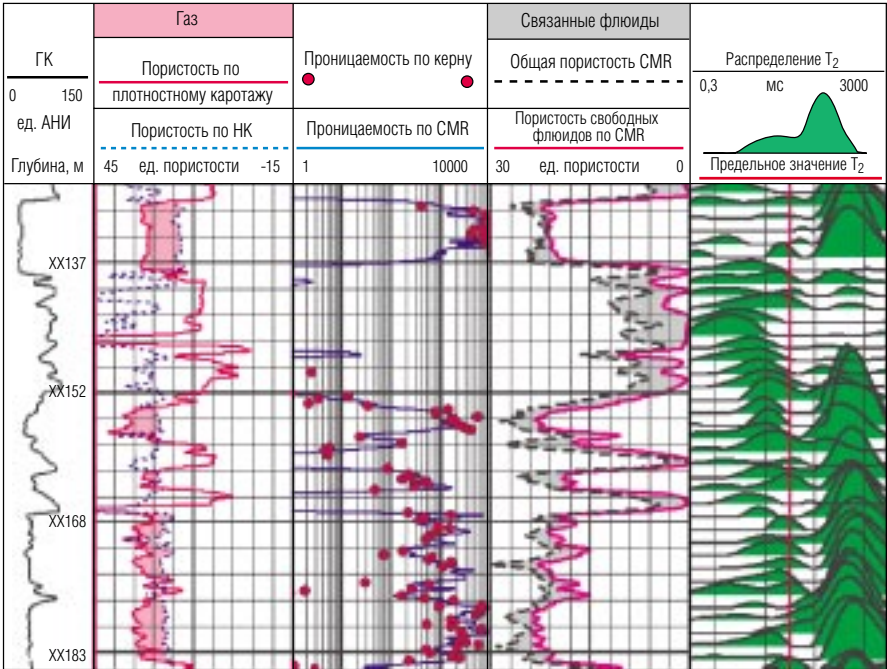
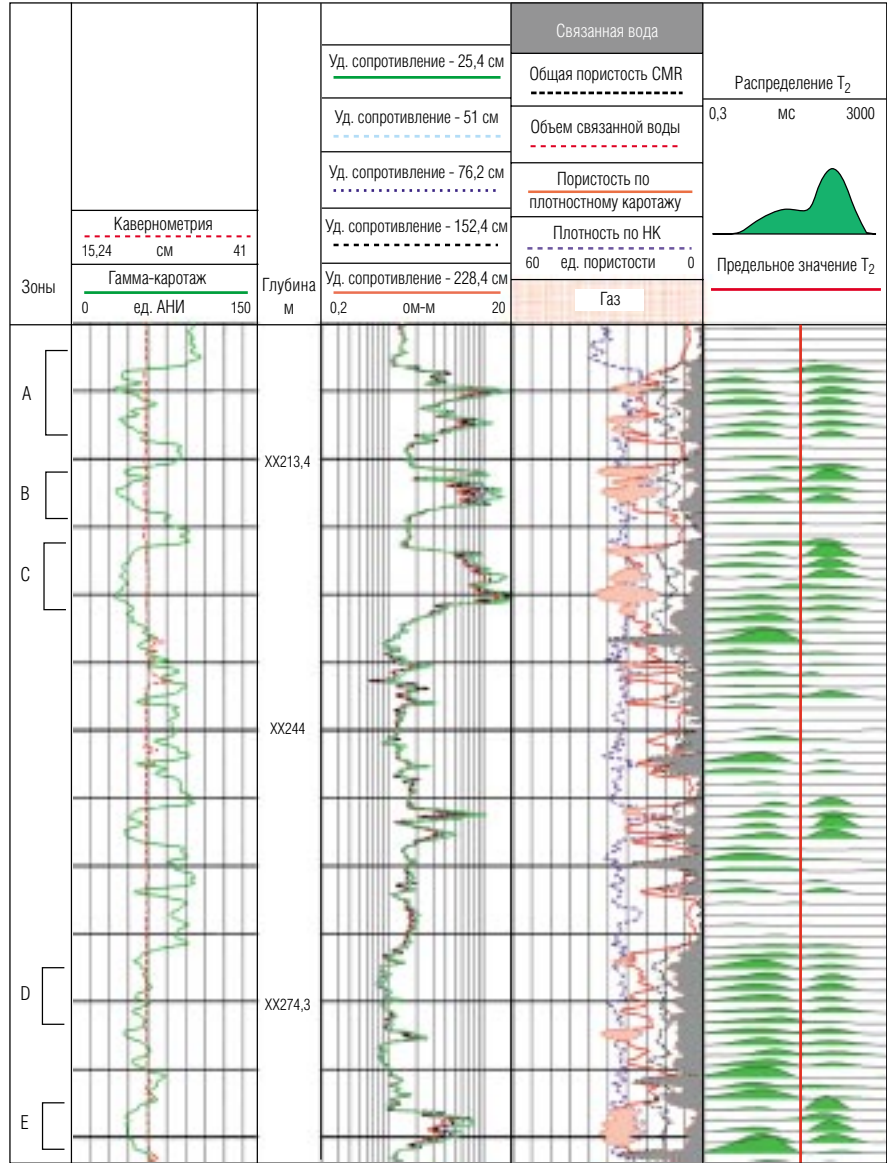


Рис. 13. Добыча газа в Мексиканском заливе. Бимодальное распределение T₂ при исследованиях зондом CMR (колонка 4) отражает эффект вторжения бурового раствора на углеводородной основе. Здесь велика доля длительных времен T₂ и компонент, которые меньше граничного для свободных флюидов значения 33 мс и соответствуют пористости связанных флюидов. Расхождение кривых НК и плотностного каротажа ясно указывает на присутствие газа. Небольшая амплитуда сигналов ЯМК обусловлена низким содержанием водорода и длительным временем поляризации газа. Данные по связанным флюидам использовали совместно с данными КС для определения объема подвижной воды в зонах с низким удельным сопротивлением.



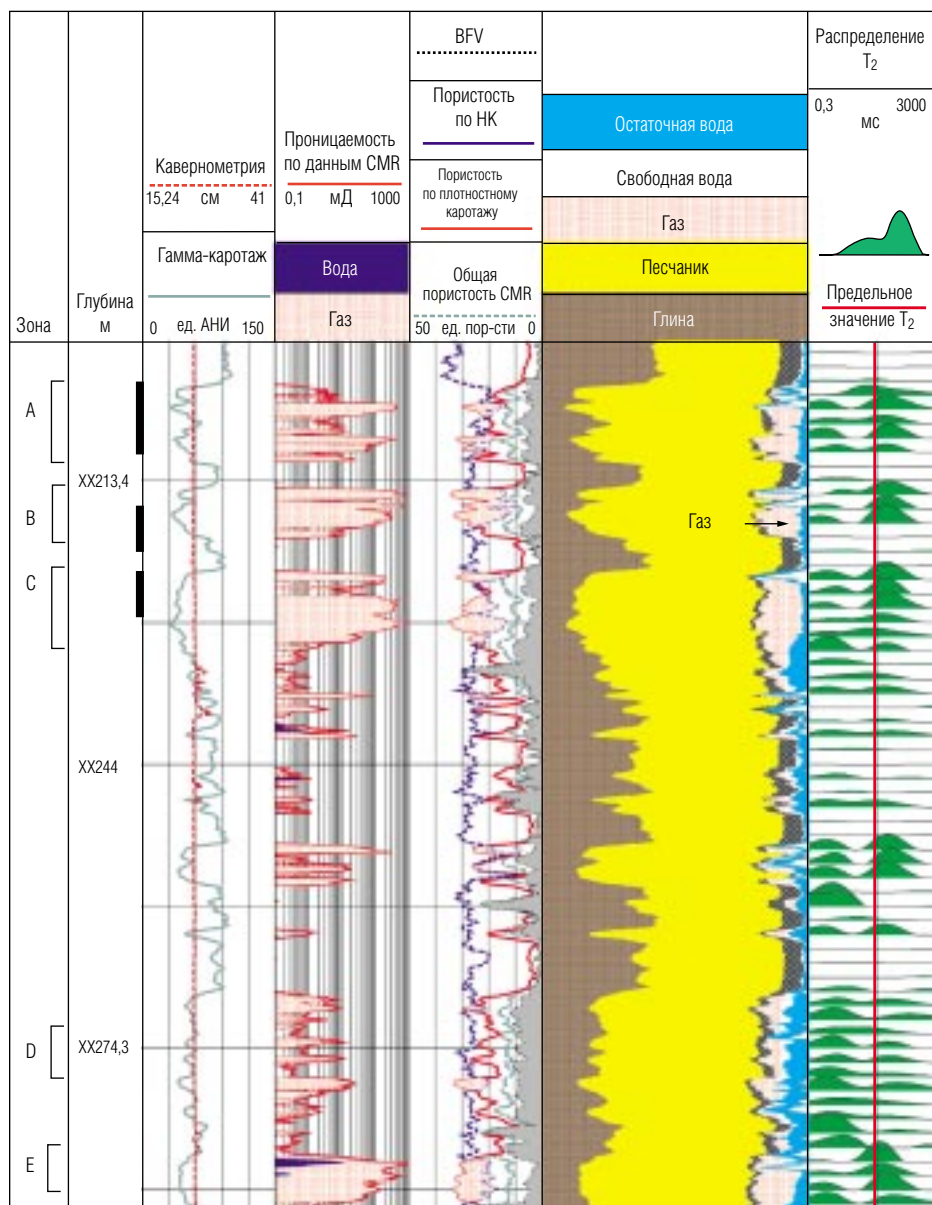


Рис. 14. Анализ интерпретации ELAN. Анализ кривых КС и CMR дает основание считать, что во всем исследованном интервале нет подвижной воды. Три верхние зоны данного интервала, А, В и С, сложены песчаником и имеют высокую проницаемость, установленную по данным CMR (колонка 2). Притоки по ним составили 0,6 млн. куб. м газа и 124 куб. м/сут. практически безводного конденсата. Запасы углеводородов в песчаниках нижней зоны Е будут освоены позже.

Каротаж связанных флюидов

Каротаж связанных флюидов, особая область применения ЯМР-каротажа, основан на способности ЯМК отличать долю порового пространства, занятую связанными флюидами (пористость связанных флюидов), от доли, занятой свободными или подвижными флюидами. Определить первую с помощью обычных методов каротажа бывает трудно. Полный цикл исследования ЯМК требует длительного времени ожидания поляризации всех составляющих элементов породы и продолжительного измерения для регистрации наиболее длительных времен релаксации. Однако опыт показывает, что время релаксации T_2 связанных флюидов обычно меньше 33 мс в песчаниках и меньше 100 мс в карбонатах. При скоростном ЯМК для выявления связанных флюидов можно использовать короткие времена ожидания поляризации флюидов, что приводит к некоторому снижению точности измерения длительных времен T_2 . Кроме того, задавая краткие интервалы между импульсами и соответствующее их количество, можно уменьшить время измерения. При этом объем измерений не претерпевает значительных изменений, обусловленных большой скоростью перемещения зонда. Исследования в таком режиме позволяют получать данные ЯМК при скорости перемещения зонда до 1100 м/час благодаря коротким временам релаксации, характерным для связанных флюидов.

Данные BFV можно использовать совместно с данными других скоростных исследований для расчета двух важных характеристик, определяемых по ЯМК — проницаемости и остаточной водонасыщенности S_{wirr} . Обычно в глинистых песчаниках применяют плотностной каротаж, а в газонасыщенных песчаниках, карбонатах и пластах со сложной литологией используют методику расхождения кривых пористости по плотностному и нейтронному каротажам. Высокоточные результаты дает определение нейтронной пористости по НК-НТ зондом АРТ, так как этот метод нечувствителен к присутствию поглотителей тепловых нейтронов, характерному для глинистых сланцев.¹⁴

Данные BFV можно использовать для поисков тяжелой нефти, так как для многих высоковязких нефтей характерны времена T_2 , которые ниже предельных значений 33 мс или 100 мс и выше 0,3-мс порога чувствительности зонда CMR-200. Эти нефти можно четко выявить при каротаже BFV.

14. Scott HD, Thornton JL, Olesen J-R, Hertzog RC, McKeon DC, DasGupta T and Albertin IJ: "Response of a Multidetector Pulsed Neutron Porosity Tool," *Transactions of the SPWLA 35th Annual Logging Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, June 19-22, 1994, paper J.

15. Каротаж BFV измеряет объем капиллярной и не способной двигаться воды.

Наш первый пример использования BFV — скважина в Северном море, в разрезе которой присутствуют протяженные переходные зоны и интервалы с низким удельным сопротивлением. Это зачастую приводит к неопределенности относительно того, какого типа подвижный флюид — нефть, вода или то и другое (рис. 17). Одним из способов выявления подвижной воды является сопоставление объема связанного флюида (BFV), который определяется зондом CMR, с объемом воды (ϕS_w), рассчитанным по данным КС. Если общий объем воды по результатам расчета ϕS_w превышает данные каротажа BFV, разница будет характеризовать свободную и, следовательно, извлекаемую воду.¹⁵ В данном примере зонд CMR, используемый для каротажа BFV был скомплексирован с прибором Platform-Express, состоящим в свою очередь из трех зондов — нейтронного и плотностного — для определения пористости и многозондового индукционного имиджера АIT для определения насыщенности. Исследования проводили при скорости 460 м/час. В этом скоростном режиме прибору CMR задавали малые времена ожидания (0,4 с) и последовательность из 600 эхо-импульсов. Данная скважина была пробурена с применением бурового раствора на нефтяной основе, и из-за вторжения углеводородного фильтра эхо-сигналы характеризовались большими амплитудами и длительными временами T_2 . Для полной регистрации времен T_2 с целью измерения общей пористости CMR потребовались бы времена ожидания 6 с и более низкая (44 м/ч) скорость движения зонда.

Интерпретация данных плотностного каротажа, НК и КС дает сведения о литологии и флюидах, насыщающих породы. Несмотря на короткое время ожидания, в распределении T_2 велика доля длительных времен релаксации, обусловленных наличием нефтяного фильтра. Литологический анализ показывает малое содержание или отсутствие глин, что вполне согласуется с отсутствием значений T_2 менее 3 мс.

При исследованиях в данной скважине для дифференциации связанных и свободных флюидов было принято граничное значение 100 мс; оно очень хорошо подтверждалось результатами определения проницаемости по керну с использованием стандартного уравнения Тимура-Коутса. В идеальном случае, предельное значение T_2 следовало бы подтвердить независимым путем, например, при тщательном поинтервальном исследовании модульным динамическим пластоиспытателем MDT в переходной водонефтяной зоне.

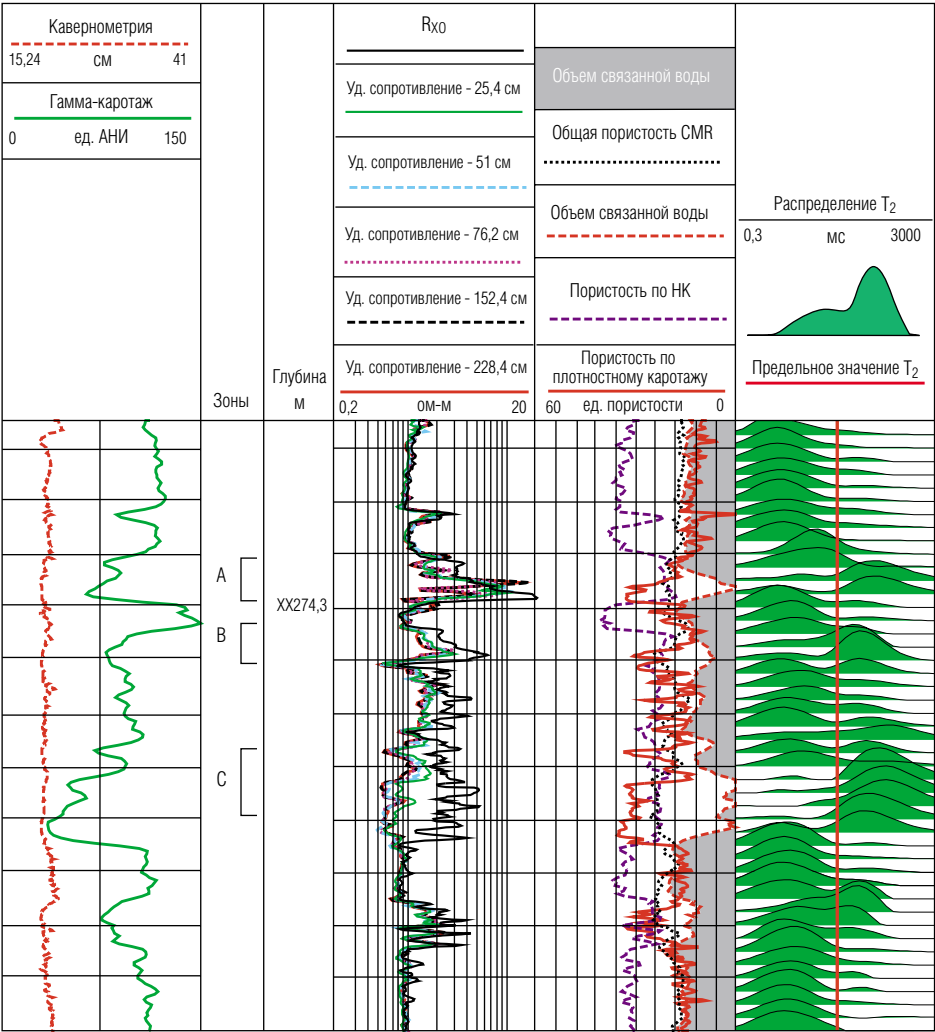


Рис. 15. Скважинная диаграмма PLATFORM EXPRESS. В данном примере видны длительные времена T_2 в продуктивном интервале песчаников (зона С) с низким удельным сопротивлением. Судя по кривой CMR, эта зона содержит главным образом свободную воду, занимающую крупные поры. Однако здесь могут присутствовать изолированные углеводороды, для которых характерны длительные времена T_2 . Две верхние зоны имеют высокое удельное сопротивление. Возможно, они содержат углеводороды. Общая пористость CMR сопоставима с пористостью по плотностному каротажу. Исключение составляют нижние интервалы зон А и С. Это объясняется неполной поляризацией углеводородов (при времени ожидания 1,3 с).

Рис. 16. Решение проблемы интерпретации данных ELAN. Судя по высокой проницаемости, полученной по данным CMR (колонка 2), кривой водонасыщенности (колонка 3), и объему остаточной воды (колонка 4), продуктивный песчаник с низким удельным сопротивлением в зоне С будет давать только воду. Возможно, это вода, закачиваемая в пласт. В верхнем интервале (зона А) песчаник содержит только нефть и небольшое количество свободной воды. Зона С при испытании дала 100 % минерализованной воды, а верхняя зона дает 16 куб. м/сут. нефти с низким содержанием воды. Примечательно, что наблюдается превосходное соответствие кривых проницаемости по данным CMR и проницаемости по керну (черные кружки) в колонке 2.

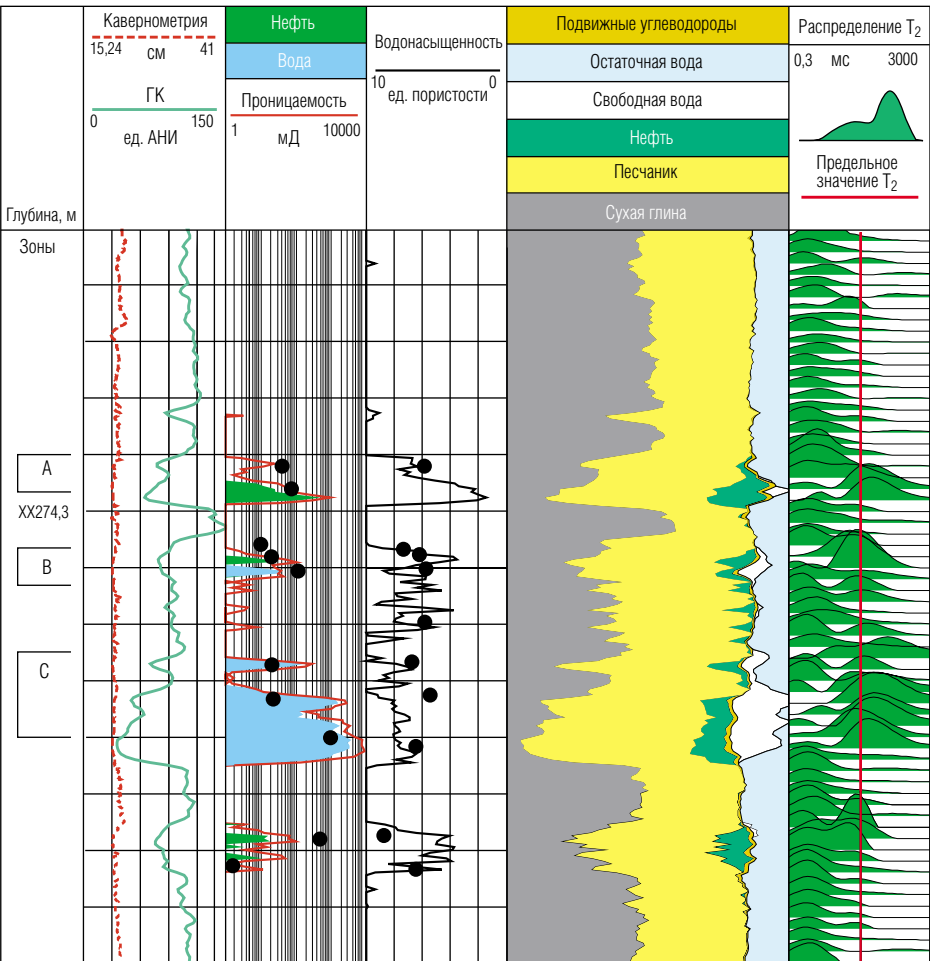
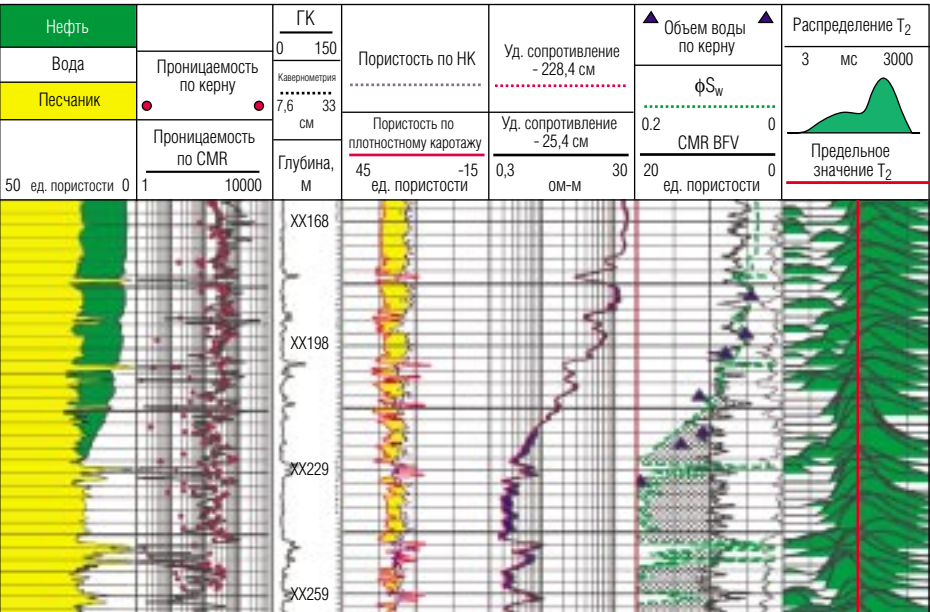


Рис. 17. Определение BFV при безводной добыче в протяженной переходной водонефтяной зоне. Показания CMR свидетельствуют о наличии безводных углеводородов выше отметки XX210 м, где объем воды ϕS_w , рассчитанный по данным КС, соответствует BFV, полученному зондом CMR. Несмотря на то, что каротаж BFV выполняется на большой скорости, в распределении T_2 присутствуют поздние компоненты T_2 .



Следующий пример относится к скважине на месторождении в Мексиканском заливе. Для комплексной обработки данных BFV, получаемых зондом CMR, совместно с данными Platform Express был разработан алгоритм и метод визуализации результатов интерпретации, позволяющий проводить скоростные исследования в реальном времени. В данном случае скорость каротажа составляла 550 м/час. На морских скважинах почасовая стоимость операций намного превышает стоимость самого каротажа, поэтому исследования на более высоких скоростях имеют в этих условиях большое значение. Такие исследования мгновенно дают ответы на поставленные вопросы и позволяют принимать решения быстро и непосредственно на скважине. Упомянутый алгоритм позволяет включать данные CMR в расчеты насыщенности по методу «Дьюал-Уотер». В результате получают общую пористость по нейтронному и плотностному каротажу и водонасыщенность по данным многозондового индукционного имиджера AIT (рис. 18). Для расчета на скважине проницаемости (колонка 2) используются данные каротажа BFV зондом CMR. Расчет выполняется с помощью уравнения Тимура-Коутса, используя две оценки пористости — одну по традиционному нейтронно-плотностному методу, а вторую — по данным плотностного каротажа.¹⁶

Первая оценка пористости более точна в глинистых разрезах, но требует знания удельного сопротивления свободной и связанной воды, а также параметров пористости водонасыщенной глины. Точность этой оценки ограничена вертикальным разрешением зонда НК. Вторая оценка пористости имеет то преимущество, что не требует определения каких-либо параметров глинистых интервалов. Кроме того, приборам плотностного каротажа изначально присуще более высокое вертикальное разрешение. Полученные на скважине результаты показывают, что оба интервала (зоны А и В) имеют хороший потенциал продуктивности и низкий процент воды. Эти данные хорошо соответствуют более поздним определениям проницаемости и пористости по керну, отобранному боковым грунтоносом (показаны кружками в колонках 2 и 4).

Повторяемость «скоростного» каротажа BFV. Этот пример показывает, что точные и повторяемые результаты определения объема связанных флюидов и проницаемости можно получить и при высоких скоростях движения зонда (рис. 19). Были выполнены три рейса в интервале чередования песчаных и глинистых прослоев, где из-за низкой минерализации воды оценка потенциала продуктивности затруднена и где требуется определить объем связанных флюидов с высокой точностью. Были сделаны три записи со следующими параметрами: первая — время ожидания 0,2 мс, 200 эхо-импульсов, скорость перемещения зонда 1040 м/ч; вторая — время

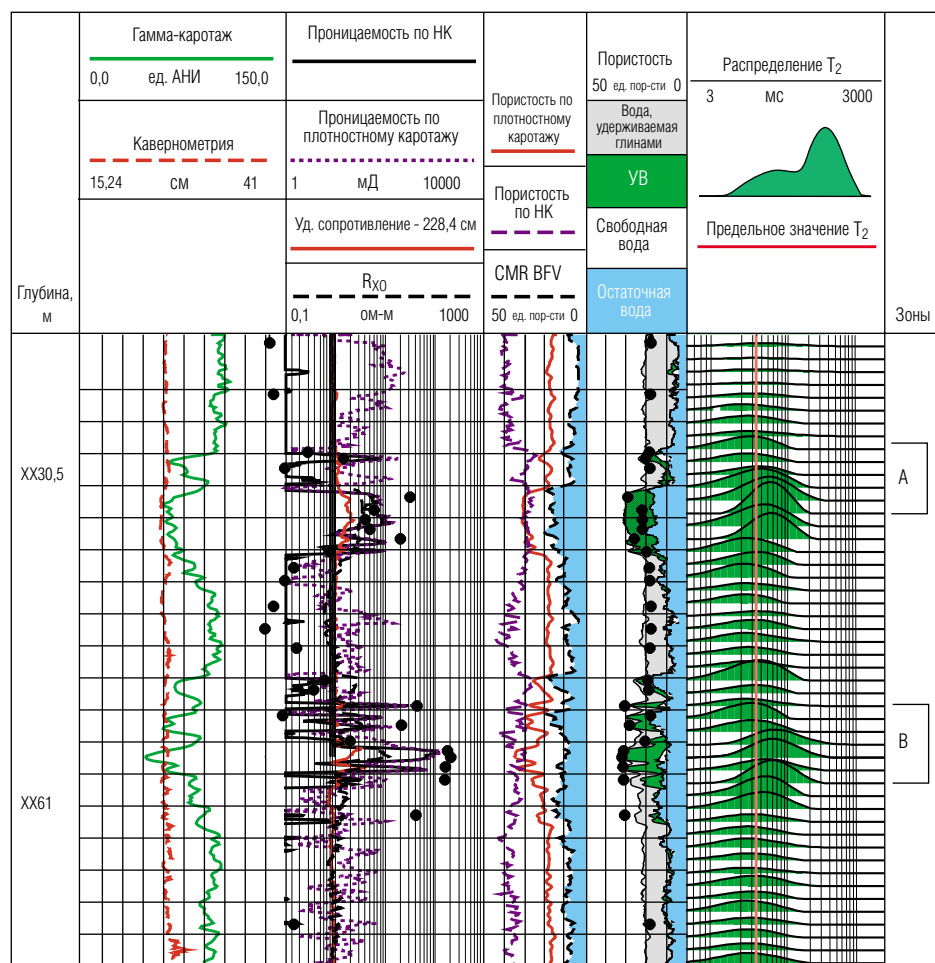


Рис. 18. Полевая диаграмма ЯМК при повышенной скорости регистрации. Интерпретация данных скоростного ЯМК на скважине дает возможность оператору быстро установить, что породы в зонах А и В имеют высокую проницаемость (колонка 2) и что высока вероятность отбора из этих зон безводной продукции, поскольку вся вода в этом интервале либо удерживается глинами, либо насыщенность ею ниже остаточной (колонка 4). Полевая диаграмма хорошо соответствует данным исследования керна, выполненного позже.

ожидания 0,3 мс, 600 эхо-импульсов, скорость перемещения зонда 549 м/ч; и последняя — время ожидания 2,6 мс, 1200 эхо-импульсов, скорость перемещения зонда 92 м/ч. Данные обрабатывали совместно с общей пористостью CMR. В результате получили распределения T_2 от 0,3 с до 3 с для каждого рейса (колонки 3, 4 и 5). Три кривые BFV были рассчитаны при принятом граничном значении T_2 33 мс, с пятиуровневым суммированием (колонка 1). Они хорошо согласуются между собой. Среднеквадратическая погрешность в определении объема связанных флюидов составляла примерно 1,2 единицы пористости, что сопоставимо с обычной статистической погрешностью других, не использующих ЯМР, методов определения пористости. Кривые BFV хорошо коррелируются с кривыми гамма-каротажа за исключением зон А и В, для

которых характерны наиболее короткие T_2 . Возможно, здесь релаксация происходит слишком быстро, чтобы быть отмеченной зондом CMR.

Оценки проницаемости, показанные в колонке 6, были основаны на стандартном уравнении Тимура-Коутса. Для расчета объемов свободных и связанных флюидов, используемых в этом уравнении для определения проницаемости, были использованы данные BFV, полученные зондом

16. LaVigne J, Herron M and Hertzog R: "Density-Neutron Interpretation in Shaly Sands," *Transactions of the SPWLA 35th Annual Logging Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, June 19-22, 1994, paper EEE.

17. Singer JM, Johnson L, Kleinberg RL and Flaum C: "Fast NMR Logging for Bound-Fluid and Permeability," *Transactions of the SPWLA 38th Annual Logging Symposium*, Houston, Texas, USA, June 15-18, 1997, paper PP.

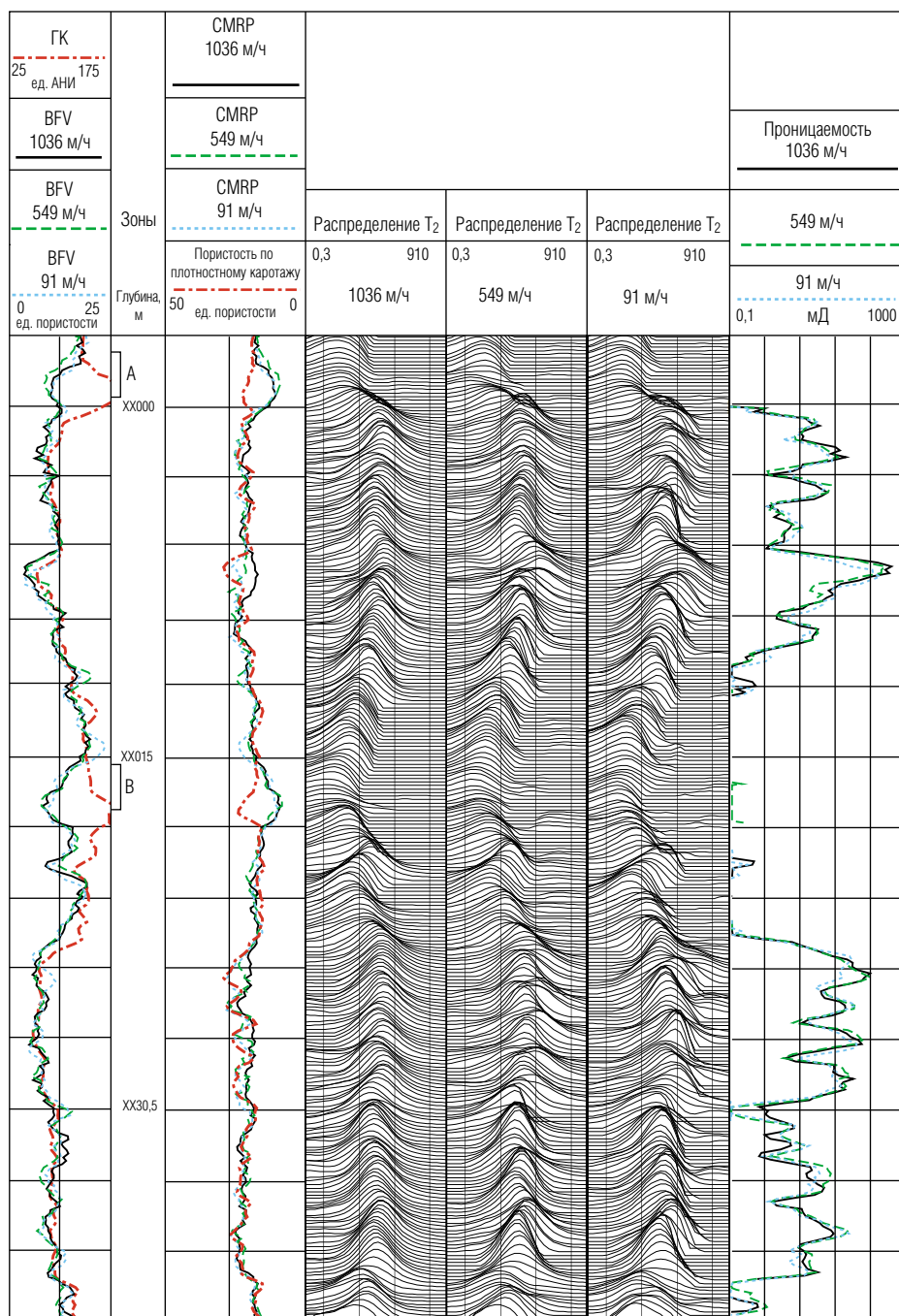


Рис. 19. Повторяемость каротажа BFV. Каротажные кривые и распределения T_2 , полученные в одной и той же скважине за три рейса (скорость 91, 549 и 1036 м/ч), показывают, насколько хорошо значения BFV (колонка 1) повторяются даже при высоких скоростях перемещения каротажного зонда. Результаты определения проницаемости по BFV (колонка 6) совпадают даже при самой высокой скорости зонда. Распределения T_2 схожи, хотя пики, относящиеся к песчаникам, несколько смещены. Это обусловлено тем, что при скоростном каротаже частота эхо-импульсов недостаточна для полной идентификации более длительных времен релаксации. При скоростном каротаже наиболее длительные компоненты распределения T_2 теряются.

CMR, а также специальная методика оценки общей пористости на основе минимальных значений пористости по нейтронно-плотностному методу.¹⁷ При данных скоростях записи все три оценки проницаемости перекрывают одна другую, обычно отличаясь не более, чем в 2 раза.

Обобщенные оценки

Каротаж BFV — это один из примеров того, как можно сочетать CMR с другими видами исследований, чтобы быстро и эффективно дать точную характеристику пласта. Для лучшей оценки потенциальной продуктивности зонд CMR можно комбинировать с измерениями пластоиспытателя на кабеле MDT. Глубинные исследования MDT

дополняют непрерывные исследования проницаемости зондом CMR и могут подтвердить выводы о наличии извлекаемых углеводородов. Эффективность работы на скважине существенно возрастает, когда выбор интервалов для опробования прибором MDT основан на данных CMR.

Залежи часто характеризуются значительной неоднородностью по вертикали, обусловленной различием условий осадконакопления. Это проявляется, например, в тонкослоистых пластах. В разрезе вертикальных скважин свойства породы могут изменяться на расстояниях, меньших чем вертикальная разрешающая способность зондов. В горизонтальных скважинах ствол может располагаться вблизи границы коллектора, где свойства пласта над зондом и под ним различны. Важно, чтобы все каротажные зонды исследовали один и тот же объем пласта.

Два каротажных измерения, которые исследуют одну и ту же породу и объем флюидов в пласте, называются когерентными. Применимость обычных подходов интерпретации данных каротажа может быть ограничена из-за отсутствия объемной когерентности между измерениями. Например, если для определения индекса свободных флюидов выполняется радиоактивный каротаж и ЯМК (объем свободных флюидов находят путем вычитания данных BFV, полученных ЯМК-зондом, из общей пористости по радиоактивному каротажу), то надо позаботиться, чтобы объем, исследуемый зондом при радиоактивном каротаже, не отличался от объема, исследуемого ЯМК-зондом.¹⁸

Интересный пример совместного применения CMR с другими когерентными исследованиями — это метод определения объема алеврита в пласте, разработанный совместно с компанией Agip.¹⁹ Алеврит — важный текстурный компонент обломочных пород, так как он связан с динамическими условиями переноса и накопления осадков. Качество коллектора определяется количеством алеврита, присутствующего в породе. Мелкозернистый алеврит резко снижает способность коллектора отдавать углеводороды. Алеврит может иметь любой литологический состав. Поскольку определяющей характеристикой алеврита является размер частиц, его объем и характеристики отложения можно установить с помощью зонда CMR в сочетании с электромагнитными исследованиями EPT.

18. Примером некогерентного результата будет случай, когда зонд НК исследует пласт приблизительно на 5 см в глубину, а CMR — приблизительно на 61 см, или наоборот. Тогда объем свободных флюидов может быть искажен и рассчитан неверно из-за больших различий в пористости исследуемых объемов пласта, вызванных присутствием глинистых прослоев. Если же нейтронный и ЯМК-зонды исследуют один и тот же объем пласта, результаты их совместного рассмотрения всегда будут корректны, так как эти измерения будут согласованы по объему.

Интерпретационная модель объема непродуктивного песчаника, алевроита и глины, показанная в колонке 3, включает связанную глиной воду, капиллярную (или остаточную) воду и подвижную воду (рис. 21). Вычитая из общего объема воды ϕS_w , рассчитанного по электрическим сопротивлениям R_t , после поправки за глинистость, объем остаточной воды, определенный непосредственно по каротажу BFV, можно четко выделить в коллекторах все интервалы, содержащие свободную воду. Например, нельзя перфорировать зону F без риска получения большого притока воды. Большинство продуктивных интервалов, за исключением зон A и F, насыщены сухим газом. В колонке 4 показаны

Зона	Глубина м					Вода, удерживаемая глинами	
						Капиллярная вода	
						Глина	Газ
						Алеврит, неколлектор	Свободные флюиды
						Алеврит, коллектор	BFV
						Песчаник	Свободные флюиды по CMR
						Общее содержание УВ	3-мс пористость
		Пласт-коллектор	Проницаемость по RFT			Свободная вода	Пористость по НК
		ЕРТ-ЕАТТ дБ/м	600	Проницаемость по CMR 0,2 мД 20000		Остаточная вода	Пористость по плотностному каротажу
		ЕРТ-ТРЛ мс/м	10	Уд. сопротивление – 228,4 см		50 ед. пористости	0
				MicroSFL 0,2 см-м 20000			
A	XX15						
B							
D							
	XX30						
C							
F							
G	XX46						

Рис. 20. Совместное применение CMR с другими когерентными исследованиями позволяет избежать притока воды из тонкоглистистых газоносных песчаников. В этом интервале почти 20 газоносных пропластков, и всем им соответствуют участки кривых определенной конфигурации — расхождение кривых времени распространения TPL и затухания волн EATT, полученных прибором EPT (колонка 1), а также кривой BFV, полученной зондом CMR, и кривой пористости по ННК-НГТ (колонка 4). Интерпретация позволяет выделить три зоны (А, С и нижний интервал зоны F), где коллекторы содержат свободную воду. Зонд ЯМР позволяет хорошо различать тонкие пропластки (зоны В, D и G).

Определение пористости по данным плотностного каротажа и CMR с учетом присутствия газа

В тех интервалах, где сохранился не затронутый вытеснением газ, значения общей пористости CMR занижены по двум причинам: низкая концентрация водорода в газе и недостаточная поляризация газа из-за длительного времени релаксации T_1 . С другой стороны, в присутствии газа значения пористости по плотностному каротажу DPНI, которые обычно получают, допуская, что флюидом является вода, завышены, так как из-за низкой плотности газа уменьшается измеренное значение общей плотности породы. Таким образом, газонасыщенные интервалы, где сохранился не затронутый вытеснением газ, можно выявить по расхождению кривых DPНI и TCMR — это является признаком присутствия газа по ЯМК. Метод выявления газа по расхождению кривых DPНI/TCMR не требует, чтобы газовая фаза была поляризована.¹

Данный метод выявления газонасыщенных интервалов имеет следующие преимущества:

- Возможность во многих случаях выполнения скоростного каротажа, поскольку не требуется поляризация газа²;
- Более уверенная оценка газонасыщенности, поскольку расхождение кривых пористости более наглядно, чем непосредственный сигнал, относящийся к газу;
- Возможность оценки общей пористости с учетом присутствия газа.

В качестве инструмента для выявления газонасыщенных интервалов используются уравнения для пористости, определенной с учетом присутствия газа, $\phi_{gas-corr}$, и общего объема газа V_{gas} . Эти уравнения получены с использованием петрофизической модели, соответствующей значениям общей плотности пласта и общей плотности CMR.

Исходная зависимость для расчета пористости по данным плотностного каротажа выглядит следующим образом:

$$\rho_b = \rho_{ma}(1-\phi) + \rho_f \phi(1-S_g) + \rho_g \phi S_g$$

Зависимость для расчета общей пористости CMR:

$$TCMR = \phi S_g (HI)_g P_g + \phi(1-S_g)(HI)_f$$

В этих уравнениях ρ_b — общая плотность пласта по каротажу, ρ_{ma} — плотность матрицы пласта, ρ_f — плотность жидкой фазы в промытой зоне в пластовых условиях, ρ_g — плотность газа в пластовых условиях, и ϕ — общая пористость пласта.

$(HI)_g$ — индекс водородосодержания, т.е. объемная доля пресной воды, которая содержала бы такое же количество водорода (в пластовых условиях — газа). $(HI)_f$ — индекс водородосодержания жидкости в промытой зоне в пластовых условиях. S_g — газонасыщенность в промытой зоне.

$$P_g = 1 - \exp\left(-\frac{W}{T_{1g}}\right)$$

характеризует поляризацию газа. Здесь W — время ожидания в последовательности эхо-импульсов CMR, а T_{1g} — время продольной релаксации газа в пластовых условиях.

С целью упрощения вводится новый параметр

$$\lambda = \frac{\rho_f - \rho_g}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

и вместо общей плотности пласта используют пористость по плотностному каротажу

$$DPHI = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Решая эти уравнения относительно пористости, определенной с учетом присутствия газа, $\phi_{gas-corr}$, получаем:

$$\phi_{gas-corr} = \frac{DPHI \cdot \left(1 - \frac{(HI)_g \cdot P_g}{(HI)_f}\right) + \frac{\lambda \cdot TCMR}{(HI)_f}}{\left[1 - \frac{(HI)_g \cdot P_g}{(HI)_f}\right] + \lambda}$$

Решая уравнения относительно объема газа, получаем:

$$V_{gas} = \frac{DPHI - \frac{TCMR}{(HI)_f}}{\left[1 - \frac{(HI)_g \cdot P_g}{(HI)_f}\right] + \lambda}$$

Газонасыщенность можно получить по этим уравнениям, просто разделив второе из них на первое. Следует отметить, что пористость, определенная с учетом присутствия газа, $\phi_{gas-corr}$, является ЯМК-аналогом пористости по нейтронному/плотностному каротажу. Она всегда меньше DPНI, и всегда больше TCMR(HI)_f.

—Боб Фридман

кривые пористости по ННК-НТ и плотностному каротажу совместно с кривыми ЯМК. В ряде интервалов четко выделяются расхождения кривых пористости по НК и плотностному каротажу. Расхождение кривых нейтронной пористости, зарегистрированной зондом АРТ, и пористости по CMR позволяет довольно точно оценить объем связанной глиними воды.

Диаграммы показывают отличную корреляцию между кривыми ЕРТ и ЯМК. Последовательное уменьшение размера зерен в песчаниках зоны F показано на кривых как увеличение значения алевритового показателя. Оно подтверждается увеличением времени распространения и затухания ЕРТ из-за увеличивающейся проводимости в алевритах и возрастающей доли связанной воды в пористости, а также увеличением пористости связанной воды по данным CMR, которое предполагает уменьшение объема подвижных флюидов. Подобное поведение кривых сохраняется и в других продуктивных интервалах. Это особенно хорошо заметно и по кривой BFV, полученной зондом CMR.

Метод CMR дополняет другие когерентные методы каротажа, такие как диэлектрический, лито-плотностной, микрокаротаж, НГК и ННК-НТ, обеспечивая детальное и исчерпывающее изучение сложнопостроенных пластов. Лито-плотностной метод предназначен для изучения литологии — что используется при определении граничных значений T_2 для каротажа BFV зондом CMR. Способность ЯМК определять объем воды независимо от ее минерализации используется для коррекции данных диэлектрического каротажа и КС по насыщенности пород флюидами.

Определение вязкости нефти и выявление битуминозных отложений. Сейчас все большее распространение получает добыча тяжелых углеводородов из неглубокозалегающих залежей. В связи с этим появилась необходимость выявлять отложения высоковязких нефтей и битумов. Часто из-за небольших глубин и сложного процесса заполнения структур залежи могут формироваться и расформировываться в процессе тектонической истории. Это приводит к существенным изменениям свойств углеводородов по продуктивному разрезу. Одним из способов выявления и изучения таких нефтей является определение их вязкости в пластовых условиях, используя времена объемной релаксации по данным CMR. Времена объемной релаксации разных нефтей могут быть измерены зондом CMR с приемлемой точностью в диапазоне от 2 до 10000 сП.²¹

1. Считать это расхождение кривых признаком присутствия газа можно в тех случаях, когда время ожидания достаточно велико для поляризации всех жидкостей, включая пластовую воду и фильтрат бурового раствора.

2. Буровые растворы на нефтяной основе составляют исключение и требуют длительного времени ожидания из-за длительного времени релаксации T_1 углеводородного фильтрата.

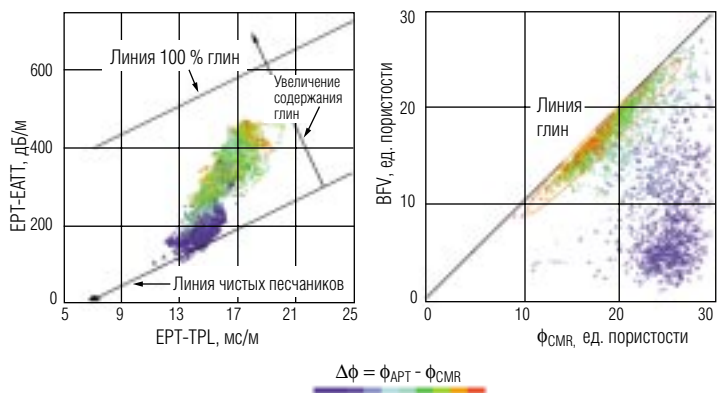


Рис. 21. Интерпретация объемов алевроитов с использованием данных EPT, APT и CMR. Данные на графике представляют собой комплексное содержание кварца, слюды и полевых шпатов. На левом графике показаны кривые EPT — затухания (EAT) и времени распространения волн (TPL). Для оценки изменения параметров по оси Z используется разность значений пористости по ННК-НТ, полученных зондом APT, и 3-мс эффе́ктивной пористости CMR. На графике есть две группы точек. Одна из них относится к алевроитистым пескам, в которых присутствует газ (нижняя группа). По мере увеличения содержания алевроита наблюдается отклонение от линии песчанников. Вторая группа точек получена для нескольких непродуктивных пластов, где глинистые минералы, связанные с мелкозернистыми алевроитами, образуют глинистые сланцы. Разность эффе́ктивной пористости APT и CMR возрастает пропорционально содержанию глин из-за наличия удерживаемой глинами воды. Поскольку на графике EPT можно четко выделить газонасыщенные зоны, данные диэлектрического каротажа используют для точной коррекции значений пористости CMR за присутствие газа. На отдельном графике CMR (справа) алевроитовый показатель возрастает с увеличением объема связанных флюидов. Разброс данных CMR указывает на влияние газа, обусловленное низкой поляризацией и изменениями водородного показателя. Здесь также используют разность пористости APT и CMR для оценки изменения параметров по оси Z и также выделяются две группы точек. Содержание тонкозернистых алевроитов в сланцах распределяется по линии глин под углом 45° вниз к нулевой точке в начале координат. Если не учитывать разброс значений пористости CMR, обусловленных присутствием газа, график подтверждает хорошее соответствие данных трех методов каротажа.

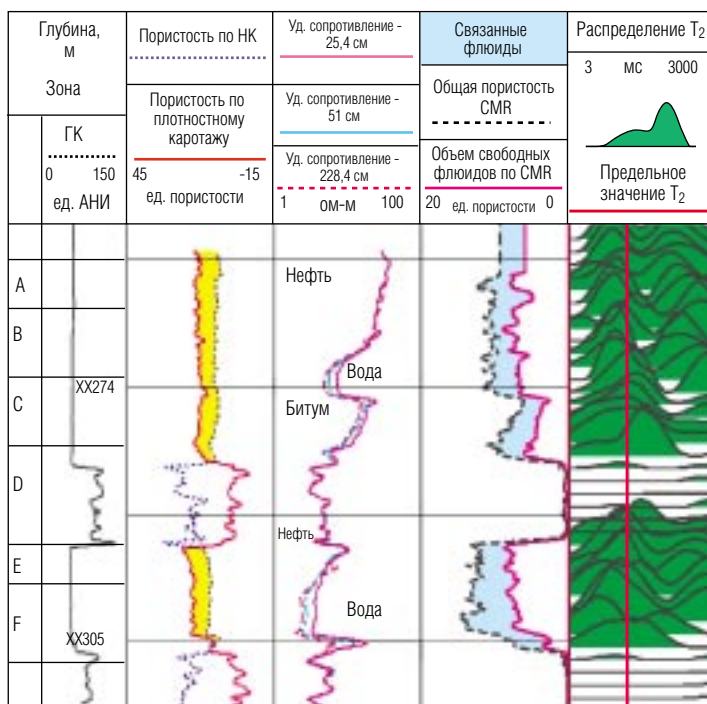


Рис. 22. Битуминовые зоны, обнаруженные зондом CMR. В воде, газе или нефти битум дает четкий сигнал (как в зоне С). Это — потеря длительных времен T₂ (колонок 5) и уменьшение значений общей пористости (колонок 4). Проведением исследований CMR было подтверждено отсутствие битума в нижнем интервале (зона Е) — наличие длительных времен T₂, соответствующих нефти, и отсутствию уменьшения общей пористости CMR — и присутствием, соответственно, подвижной нефти, которая могла скопиться в стратиграфической ловушке.

Примеры из промысловой практики показывают, что значения вязкости по данным CMR совпадают с данными исследований пластоиспытателями, доставляемых на забой бурильными колоннами. Важно определить, какая часть распределения времен T₂ обусловлена объемной релаксацией нефти. В чистых крупнозернистых песчанниках, содержащих высоковязкую нефть, эта процедура проста. Здесь нефть, характеризующаяся быстрой релаксацией, изолирована от гидрофильной породы, поверхностной водой, характеризующейся более длительной релаксацией. Поэтому доминирующей для углеводородной фазы является объемная релаксация. В случае маловязких нефтей в мелкозернистых породах объемная релаксация нефти происходит намного медленнее, и соответствующий ей сигнал можно легко отличить от сигнала водонасыщенной породы.

В определенных условиях на протяжении геологического времени нефти могут вступать в контакт с живущими в воде бактериями, которые создают на водонефтяном контакте непроницаемые слои — отложения битумов.²² Такие залежи могут в дальнейшем заполняться дополнительными углеводородами, в результате чего битуминозная зона оказывается заключенной в объеме нефти. В таких условиях битуминозная зона может оказать существенное влияние на процесс разработки месторождения.

Битум, окруженный другими углеводородами, регистрируется обычными, не использующими ЯМР, методами каротажа так же, как и окружающие флюиды. Даже в случае отбора керна из данных интервалов битум может быть пропущен, если перед проведением исследований образцы керна промываются, как это обычно и бывает. Однако при исследованиях зондом CMR сигнал в битуминозной зоне вполне ясный и отличный от сигнала более подвижных углеводородов или воды. Полагают, что из-за наличия длинных углеводородных цепочек в битуме проявление последнего почти такое же, как твердого тела — времена T₂ резко уменьшаются. Битум выявляется по снижению величины пористости по ЯМК.

Пример по Северному морю указывает на ясный признак битума — близкая к нулевой пористость и короткие времена T₂ (рис. 22). Скважина, пробуренная с применением раствора на углеводородной основе, вскрыла серию нефтеносных и водоносных пропластков, как видно по кривым в колонке 2. В случае, когда битум находится в проводящем водоносном интервале, как в данном примере, его легко обнаружить электрическими методами. Однако битум часто встречается в зоне насыщения углеводородами, где нет большой разницы в величине удельного со-

21. Freedman и др., 1997, ссылка 10.

22. Bass C and Lappin-Scott H: "The Bad Guys and the Good Guys in Petroleum Microbiology," *Oilfield Review* 9, no. 1 (Spring 1997): 17-25.

противления пород в интервалах, содержащих битум, и интервалах, содержащих другие углеводороды. В таких случаях ЯМК является единственным промышленным методом, который позволяет выявить битум.

Тяжелые нефти, как и битум, характеризуются короткими временами T_2 . Поэтому методика выявления тяжелой нефти такая же как и для битума, за исключением того, что времена релаксации у тяжелых нефтей достаточно велики для регистрации при каротаже общей пористости зондом CMR-200. Важно то, что вклад тяжелой нефти в распределение T_2 сдвигает сигнал ниже предельного значения 3 мс, но не ниже предела чувствительности зонда CMR-200, равного 0,3 мс (рис. 23).

Следующий пример относится к залежи тяжелой нефти в Калифорнии. Нефть высокой плотности (от 12 до 16° АНИ, т.е. от 0,986 до 0,959 г/см³) добывают с применением циклической закачки пара. Все кривые пористости — общей пористости, 3-мс эффективной пористости, пористости по плотностному и нейтронному каротажам — в нижнем водоносном интервале (зона В) совпадают. Кривые пористости CMR совпадают в водоносном интервале, потому что породе не свойственны значения T_2 ниже 3 мс, соответствующих пористости, обусловленной связанной глинами водой, или микропористостью. На большей части верхнего нефтеносного интервала (зона А) общая пористость CMR примерно на 5 единиц больше 3-мс пористости, поскольку тяжелой нефти, представленной быстро релаксирующими компонентами, соответствуют времена T_2 , продолжительность которых меньше 3-мс предела чувствительности зонда CMR более ранней модели. Различия в значениях пористости по данным двух измерений CMR позволяют четко выявить нефтяную зону и водонефтяной контакт между зонами А и В.

Каротаж помогает экономить деньги. Сравнивая данные газохимического каротажа со значениями проницаемости и пористости свободных флюидов по данным CMR, крупная нефтяная компания сумела выбрать для проведения интенсификации только продуктивные интервалы в скважине в южном Техасе, сэкономив таким образом 150 тыс. долл. США.²³ Требовалось освоить с проведением ГРП три перспективных интервала с высоким удельным сопротивлением в нижней части ствола скважины. Общая пористость CMR во всех интервалах составляет примерно 10—15 ед. пористости, а пористость свободных флюидов была равна 1—10 ед. пористости.

В то же время, данные каротажа спектрометром ECS указывает на значительную разницу в объеме глинистого и карбонатного цемента между зонами (рис. 24).²⁴ В двух интервалах (зоны А и С) отмечается меньшее содержание глинистого и большее карбонатного (кальцитового) цемента, чем в зоне В. Измеренные значения удельного сопротивления, а также пористости связанных флюидов и проницаемости по данным CMR коррелируются с изменениями в литологии. Увеличенный объем глины в зоне В указывает на наличие сланцев, богатых глиной. Это предполагает более низкую скорость осадконакопления.

Отмеченные существенные различия в литологии оказывают большое влияние на электрические, механические и фильтрационные свойства пород в продуктивных интервалах. Объемы связанных и свободных флюидов по данным CMR изменяются в широких пределах, и это сильно влияет на проницаемость.

23. Horkowitz JP and Cannon DE: "Complex Reservoir Evaluation in Open and Cased Wells," *Transactions of the SPWLA 38th Annual Logging Symposium*, Houston, Texas, USA, June 15-18, 1997, paper W.

24. Herron SL and Herron MM: "Quantitative Lithology: An Application for Open- and Cased-Hole Spectroscopy," *Transactions of the SPWLA 37th Annual Logging Symposium*, New Orleans, Louisiana, USA, June 16-19, 1996, paper E.

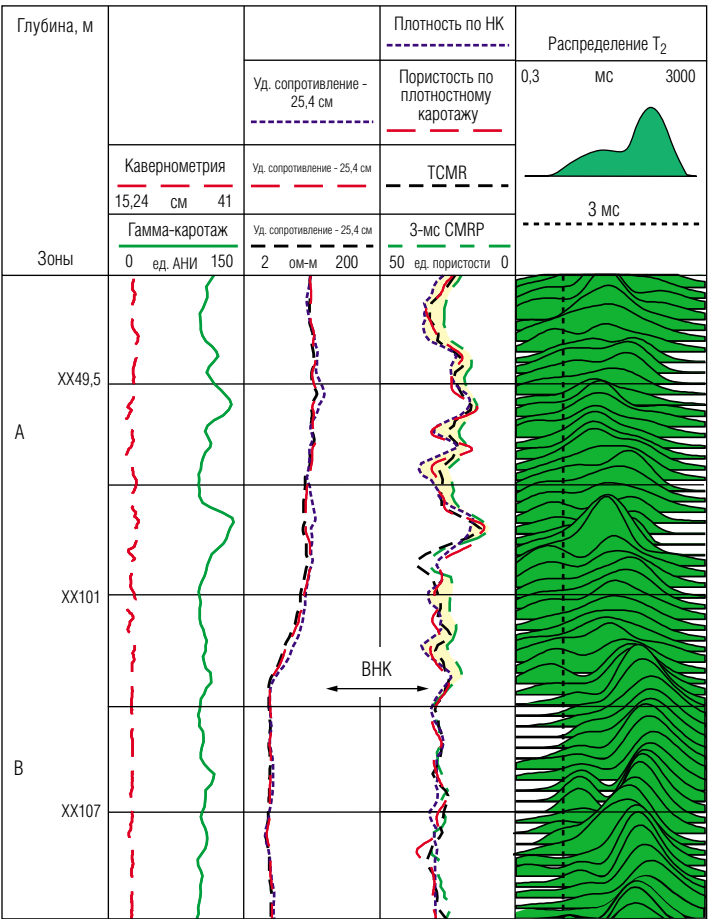


Рис. 23. Выявление контакта воды с тяжелой нефтью по кривой общей пористости CMR. Нефтеносная зона А и ВНК между зонами А и В четко выделяются по расхождению кривых общей пористости CMR и 3-мс пористости (колонка 3). Положение ВНК подтверждается данными КС (колонка 2). Значительная часть общей пористости приходится на долю тяжелой нефти, что видно по коротким компонентам распределения T_2 в области над ВНК (колонка 4).

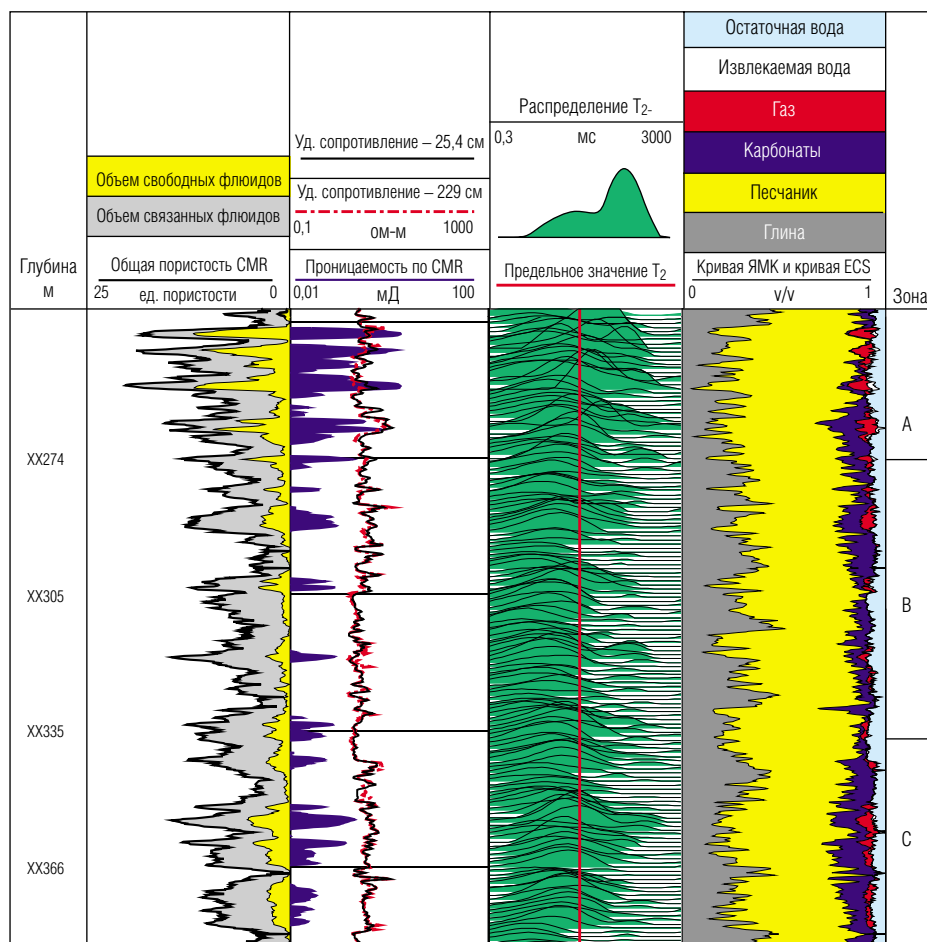


Рис. 24. Комплексирование данных CMR с данными геохимического каротажа зондом ECS. Уменьшение объема свободных флюидов (колонка 1), проницаемости по данным CMR (колонка 2) и содержания углеводородов по данным ELAN (колонка 4) показывает, что проводить запланированный оператором дорогостоящий гидроразрыв в среднем интервале (зона В) нецелесообразно. Низкая проницаемость обусловлена наличием глин и карбонатов в этом интервале (колонка 4). По данным геохимического каротажа, содержание глин в двух других зонах (А и С) меньше. Проницаемость по данным CMR здесь в десять раз меньше. Скважина закончена в зоне С, которая дает газ с дебитом 0,2 млн. куб. м/сут. Ожидается, что зона А даст более 0,3 млн. куб. м/сут.

На основе данных каротажа для перфорации была выбрана зона С. В этом интервале провели гидроразрыв, и сейчас из этого интервала отбирают газ с дебитом 0,2 млн. куб. м/сут. с весьма небольшой долей воды — 1,6 куб. м/сут. Пессимистические оценки объема свободных флюидов и проницаемости по данным CMR, которые были подтверждены повышенным содержанием глин по данным геохимического каротажа, убедили заказчика отказаться от дорогостоящей операции гидроразрыва и не осваивать мощный средний интервал, зону В. Исходя из данных CMR и ELAN было принято решение о перфорации верхнего интервала (зоны А). Эти работы выполняются в настоящее время. Здесь планируют провести гидроразрыв. Ожидаемый дебит газа превышает 0,3 млн. куб. м/сут.

Дальнейшие перспективы

Для петрофизиков, специалистов по разработке месторождений и геологов, которые используют данные ГИС, сейчас открываются волнующие перспективы. Последние усовершенствования аппаратуры ЯМК резко расширили диапазон регистрируемых времен релаксации. В настоящее время мы можем, используя эту аппаратуру, распознавать связанные и свободные флюиды в пласте, определять проницаемость и выполнять скоростной каротаж для выявления связанных флюидов. Мы видели многочисленные примеры того, как следует применять этот метод для изучения сложных пластов глинизированного песчаника. Зонды CMR и MRIL применяются на промышленной основе во многих регионах мира и вошли в повседневную практику. Однако исследователям предстоит еще много работы.

Потребуется дополнительная работа для выяснения того, как эффективно использовать распределения T_2 в карбонатных пластах с их крайне широкой изменчивостью величины и структуры пористости. Наша интерпретация данных ЯМК в глинистых песчаниках показывает связанные и свободные флюиды. В будущем нам надо расширить возможности интерпретации с тем, чтобы замеренные в карбонатах времена релаксации и распределения T_2 также отражали подвижность и динамику пластовых флюидов в этих намного более сложных пористых структурах.

—РХ