

## ГЛАВА 2

## Оценка капиллярно- и глинисто-связанной влаги

## Введение

Амплитуда ЯМР-сигнала определяется объемом и составом флюидов, содержащихся в породе, а скорость релаксации протонов водорода пропорциональна размеру поры в которой она происходит. Эти два факта являются основным преимуществом ЯМР пористости. При условии ограничения быстрой диффузии, спад прецессии прямо пропорционален величине удельной поверхности поры (отношению площади поверхности «S» к объему «V»). По мере возрастания размера поры время затрачиваемое молекулой водорода чтобы достичь стенки увеличивается, и пропорционально увеличивается время релаксации. Поверхностная составляющая времени продольной ( $T_1$ ) и поперечной ( $T_2$ ) релаксации описываются сходными уравнениями:

$$\begin{aligned} \frac{1}{T_1} &= \rho_1 \frac{S}{V}; \\ \frac{1}{T_2} &= \rho_2 \frac{S}{V}; \end{aligned} \quad [2.1]$$

Где  $\rho$  - параметр поверхностной релаксивности, к которому часто добавляют эмпирические константы;

Поверхностная релаксация происходит на границе контактов флюид-пора, определяется взаимодействиями со всей площадью поверхности и отдельно – с парамагнитными ионами на ней. Ряд исследователей считают, что именно эта – вторая компонента, является доминирующей в процессе поверхностной релаксации молекул (B. Lowden 1998, Kenyan W.E., 1988, Kleinberg R.L., 1995).

Распределение пор по размеру (спектральное распределение пористости), полученное по данным  $T_1$  и/или  $T_2$  сравнивают с пористостью полученной стандартными методиками – ртутной порометрией, адсорбцией газа или анализом шлифов. Величина поверхностной релаксивности образца породы определяется как фактор (коэффициент) пропорциональности между распределениями времен ЯМР и пористостью, и является величиной зависящей от вида лабораторных исследований. На рисунке (рис. 2.1) приводится несколько интервалов значений  $\rho$  полученных при использовании различных методов (Basan P.V., et.al., 1997).

Связь между временем поперечной релаксации и капиллярным давлением позволяет получить зависимости распределения насыщенности от глубины и прогнозировать количество свободной воды в интервале перфорации. Согласно Вашбурну (E.W. Washburn) давление связано с диаметром поры следующим уравнением:

$$D = \frac{C \times 4\sigma \cos \theta}{P_k} \quad [2.2]$$

Используя данные приведенные в таблице (таб. 2.1), и константу Вашбурна  $C=0.145038$ , можно заменить отношение  $S/V$  на диаметр поры, и получить:

$$T_{1/2} = \rho_{1/2} D \quad [2.3]$$

При выполнении принципа быстрой диффузии, релаксация пропорционально связана с объемом (пористостью) породы, но никак не отражает степень соединенности пор (проницаемость). С другой стороны, капиллярометрия позволяет оценить именно связанность пор, протяженность и извилистость поровых каналов. Корреляция между этими двумя параметрами говорит о связи размера пор и диаметра поровых каналов и как правило основывается на «трубочной» модели капиллярной системы (рис. 2.2).

В некоторых породах, например в коре выветривания и в карбонатах, поры «эффективной» размерности могут быть полностью, или частично изолированы, методы граничных значений при этом работать не будут, и оценка проницаемости становится весьма проблематичной. Определение предпочтительной методики связывающей распределение  $T_{1/2}$  с поровым пространством и профилями капиллярного давления требует специальных исследований керна и остается неоднозначно решаемой задачей. Использование аналогов, например из Каталогов песчаных или карбонатных коллекторов А.Р.Т. требует исключительной осторожности.

Возможными причинами несоответствия распределений  $T_{1/2}$  и порометрии могут быть:

- Неоднородность на макро- уровне (т.е. между образцами), и микро- уровне (микрослоистость);
- Эффект «схлопывания» поровых каналов при низких давлениях;
- Эффект перехода жидкой фазы в газообразную;
- Неоднозначная корреляция с не-соединенными эхо-сигналами;
- Снижение отношения сигнал/шум и числа измерений на ранних временах  $T_{1/2}$ ;

## 2.1. Метод спектрального распределения – SBVI компании NUMAR

В основе метода спектрального распределения лежат два основных принципа:

- Каждая компонента в спектре поперечной релаксации  $T_2$  содержит суммированный сигнал от пор определенного интервала значений, и сходного размера;
- Независимо от размера все поры содержат некоторое количество капиллярно-связанной воды, поэтому каждая часть спектра  $T_2$  характеризуется собственной остаточной водонасыщенностью ( $S_{WIRR}$  или  $S_{WCR}$ )<sup>1</sup>;

Если допустить, что вода в обломочном коллекторе находится в пределах ограничений принципа быстрой диффузии (Latour L.L., 1992), то суммарная релаксация  $T_2$  описывается как:

<sup>1</sup> Во многих работах по Мексиканскому заливу величина водонасыщенности выше которой пласт начинает отдавать воду, называется «критической»:  $CR=critical$ ;

$$T_2^{-1} = \rho_2 \left( \frac{S}{V} \right) + T_{2B}^{-1} \quad [2.4]$$

Если ЯМР-измерения выполнялись при достаточно малых интервалах между эхо-сигналами ( $T_E \sim 1$  мсек.), то объемной составляющей этого уравнения можно пренебречь. В этом случае получаем выражение:

$$T_2^{-1} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad [2.5]$$

Попытка интерпретировать ЯМР-релаксацию с точки зрения спектра распределения пористости и, следовательно, анализа структуры порового пространства встречает две принципиальные трудности. Во-первых, разрешение современных скважинных приборов и лабораторных спектрометров все-таки ограничено. Эти ограничения связаны с высоким уровнем шумов и соответственно «расплыванием» линий. Частично проблема решается увеличением числа осредняемых эхо-сигналов ( $N_E$ ), например при выполнении стационарной записи.

Вторая часть, значительно более существенная, связана с эффектами диффузионного обмена на соединяющихся участках порового пространства (Klienberг R.L., 1994). При этом диффузия молекул в жидкости приводит к осреднению вариаций поляризации индивидуальных объемов, и между порами соединенными наиболее крупными каналами. С другой стороны, между водой и УВ не происходит обмена молекулами, поэтому на границах раздела различных флюидов диффузии не наблюдается.

В терригенном коллекторе полностью насыщенном водой, распределение  $T_2$  может быть представлено одним хорошо выраженным пиком (рис. 2.3). Большая его часть находится выше граничного значения  $T_{2CUT-OFF}$ , следовательно значения СВVI будут занижены (левая часть рисунка). Если подвижная вода вытеснена нефтью, то в распределении  $T_2$  от той-же поры появляется два пика. Один - ниже граничного значения  $T_{2CUT-OFF}$  связанный с остаточной (капиллярной) водой на поверхности поры. Другой, расположенный выше граничного значения - от нефти (правая часть рисунка). Значение  $T_2$  второго пика близко к объемной релаксации нефти ( $T_{2B}$ ). Таким образом, корректное значение СВVI может быть определено только после того как подвижная часть воды (ИСФ) отжата.

Аналогичный эффект для продольной релаксации ( $T_1$ ) в полностью водонасыщенных образцах песчаников описан в работах Стрелей (Straley C., 1991), который связывал подобные эффекты с диффузионным обменом между свободной водой и влагой связанной с глинистым покрытием зерен. К сходному выводу пришел и Дж. Галфорд (1998), отметив, что в искусственных образцах (керамические зерна), где он наблюдал эти явления глинистого покрытия не было. Следовательно, диффузионный обмен происходил между водой ИСФ и капиллярной влагой BVI.

Таким образом было доказано, что даже в грубообломочной порде с крупными порами, всегда присутствует тонкий слой воды BVI. Его наличие и служит обоснованием принципа спектрального распределения капиллярной влаги – метода SBVI. Применительно к обработке каротажных материалов это означает, что при высоких значениях водонасыщенности, разделение ИСФ (FFI) и BVI не может быть достоверно

представлено одним фиксированным граничным значением  $T_2$ . Поэтому каждый «бин» спектрального распределения ЯМР-пористости должен содержать некоторую долю капиллярной влаги. Определение такой зависимости или, по крайней мере, её первого приближения является наиболее существенной задачей при разработке модели SBVI.

В предложенном методе поровое пространство породы моделировалось серией трубочек одинакового диаметра (рис. 2.2). Это достаточно упрощенный подход, при котором тонкий внутренний слой воды ( $r_{IRR}$ ) смачивающей поверхность считается капиллярно-связанным, и полностью окружает проходящий по центру трубочки несмачивающий поток жидкости. Капиллярная водонасыщенность в этом случае определяется как:

$$S_{WIRR} = \frac{r_{IRR}}{r} \left( 2 - \frac{r_{IRR}}{r} \right) \quad [2.6]$$

В случае модели с трубочками разного диаметра,  $r_{IRR}$  считается как наибольший радиус, в который не проходит несмачивающий флюид. А в общем случае оцениваться как некоторый средний радиус кривой поверхности порового объема занятого капиллярной влагой (Galford J., 1998). В равновесном состоянии толщина пленки связанной воды обратно пропорциональна критическому капиллярному давлению:

$$r_{IRR} = 2\sigma/P_K \quad [2.7]$$

В данном случае предполагается идеальное смачивание поверхности трубочки водой, т.е. нулевой контактный угол ( $\theta=0$ , и  $\cos\theta=1$ ). Для цилиндров отношение  $S/V = 2/r$ , поэтому уравнение

$$T_2^{-1} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad [2.8]$$

может быть переписано в виде:

$$r_{IRR} = 2\rho_2 T_2 \quad [2.9]$$

а капиллярная (критическая) водонасыщенность выражается:

$$S_{WIRR} = \frac{T_{2CUT-OFF}}{T_2} \left( 2 - \frac{T_{2CUT-OFF}}{T_2} \right) \quad [2.10]$$

где

$$T_{2CUT-OFF} = \frac{\sigma}{\rho_2 P_K} \quad [2.11]$$

и совпадает с теоретическими выкладками метода HBVI (D. Marshall, 2000);

Физическое ограничение величины остаточной (несмещаемой) водонасыщенности:  $0 < S_{WIRR} \leq 1$  подразумевает, что это уравнение имеет смысл только при условии  $T_2 \geq T_{2CUT-OFF}$ . В уравнении Галфорда остаточная водонасыщенность не зависит от формы спектра  $T_2$ . В предложенной им модели связь остаточной водонасыщенности и поперечной релаксации основана на предположении об относительно простой геометрии порового пространства. В реальных коллекторах строение поровых каналов сложнее. Модель проницаемости предложенная Моррисом (Morris C.E., 1993) связывает геометрическое

среднее  $T_{2GM}$  с пористостью и проницаемостью и не зависит от формы порового пространства:

$$K_{MORRIS} = \sqrt{4\phi^2 T_{2GM}} \quad [2.12]$$

Модель Коатеса в своем общем виде так-же не связана с геометрией:

$$K_{COATES} = \sqrt{100\phi^2 \frac{FFI}{BVI}} \quad [2.13]$$

Заменим индекс свободного флюида (FFI) на  $\phi(1 - S_{WIRR})$ , и BVI на  $\phi S_{WIRR}$ , и приравняем правые части уравнений проницаемости:

$$\frac{1 - S_{WIRR}}{S_{WIRR}} = 0.04 T_{2GM} \quad [2.14]$$

Преобразуем в линейную форму:

$$S_{WIRR}^{-1} = 0.04 T_{2GM} + 1 \quad [2.15]$$

Для пор одного размера, регистрируемый спад ЯМР описывается простым экспоненциальным спадом, а  $T_{2GM} = T_2$ , поэтому для набора пор различного размера в модели SBVI, каждый интервал (или «бин») будет содержать свой собственный объем капиллярной влаги, описываемый в общем виде как:

$$S_{WIRR}^{-1} = m T_2 + b \quad [2.16]$$

Из этого уравнения видно, что при увеличении  $T_2$ , остаточная вода будет уменьшаться, поэтому в порах большего диаметра доля BVI так-же снижается, что подтверждается многочисленными лабораторными измерениями. Для практического применения при оценке объема связанной воды в породе выполняют суммирование индивидуальных капиллярных компонент для всех «бинов» спектральной пористости. Как правило для этого используются 10 индивидуальных интервалов времен  $T_2$ , соответствующих 4, 8, 16, 32 ..... и 2048 мсек. (см. раздел 7.5.2 в монографии-1)

Величина « $m$ » определяется изменением отношения поверхностного натяжения к релаксации и капиллярному давлению, и в общем случае, является литологически зависимой переменной. В частности Дж. Галфорд (1998) и Д. Маршалл (2000) приводят различные значения этого параметра для песчаников и карбонатов (0.0618 и 0.0113). Величина « $b$ » чаще всего принимается равной «1», и используется в компонентах с релаксацией  $T_2$  меньше чем отношение  $(1-b)/m$ . В работе Маршалла (2001) отмечалось, что в некоторых карбонатных породах величина « $b$ » может быть меньше «1», однако для более конкретных рекомендаций данных по 71 образцу из 22 различных свит недостаточно.

На практике метод SBVI успешно справляется с некоторыми ограничениями метода фиксированных граничных значений, особенно для случаев переходных и водоносных зон и участков с высокой водонасыщенностью. На основании опубликованных данных построены две палетки – для терригенных и карбонатных пород, соответственно, которые помещены в раздел «Палетки».

## 2.2. Метод граничных значений высоты столба жидкости - HBVI

Для калибровки скважинных исследований многочастотным прибором MRIL, и для отработки новых моделей расчета проницаемости в группе Ньюмар были выполнены работы по оценке соответствия анализов керна и скважинных данных. Такой подход получил широкое признание специалистами поскольку позволял задать параметры стационарного (лабораторного) эксперимента, которые в точности соответствовали активации использованной в каротажных работах.

Комплексные петрофизические анализы и данные ЯМР выполненные на керне могут быть непосредственно связаны с результатами испытаний или каротажных работ. Разработанные при этом модели имеют несомненное преимущество перед традиционными методиками. Для таких работ успешно используются образцы пород полученные обыкновенными и боковыми (ротационными) керноотборниками, в меньшей степени стреляющими боковыми грунтоносами и шлам. Изучение пластовых флюидов пока находится на начальной стадии, но уже доказало свою исключительную значимость.

Стандартным набором задач успешно решаемых при таком подходе, является:

- Подтверждение величины суммарной и эффективной пористости;
- Определение граничных значений или спектрального распределения капиллярно-связанного и свободного объема;
- Разработка и уточнение параметров моделей оценки проницаемости;
- Интерпретация спада поперечной релаксации, и в частности её связь со структурой порового пространства, эффективной релаксивностью, и коэффициентами диффузии на контактах флюид/порода и флюид/флюид;

В таблице (таб. 2.3.) приводится перечень и схема очередности измерений, рекомендованных Д. Маршаллом (2000) для образцов пород, отобранных в скважинах с РВО м РНО. Полученные результаты позволяют оптимизировать активации скважинных приборов, а так-же оценить влияние различных типов смачиваемости на показания ЯМР. Давление вытеснения определяется по установленной связи с величиной граничного значения BVI капиллярной части сигнала релаксации  $T_2$ . При этом граничное значение определяется двумя разными способами: связью  $T_{2CUT-OFF}$  с капиллярным давлением, и оценкой отдельных фаз в поровой системе.

### 1. Связь значения $T_{2CUT-OFF}$ – и капиллярного давления $P_K$

Поверхностная составляющая поперечной релаксации определяется как произведение релаксивности породы и величины удельной поверхности (Kenyon W.E., 1992):

$$T_{2s}^{-1} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad [2.17]$$

С другой стороны, капиллярное давление определяется как отношение межфазового натяжения и косинуса контактного угла к радиусу порового канала:

$$P_K = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad [2.18]$$

Некоторые наиболее часто употребляемые величины констант приводятся в таблице (таб. 2.1); это выражение легко преобразуется в:

$$\frac{P_K}{\sigma \cos \theta} = \frac{2}{r} \quad [2.19]$$

Для «трубчатой» модели проницаемости (рис. 2.2) описываемой уравнением Дарси, величина удельной поверхности ( $S/V$ ) обратно пропорциональна радиусу поровых каналов:  $S/V=2/r$ . Соответственно, поверхностная составляющая релаксации может быть записана как:

$$T_{2S}^{-1} \approx \rho_2 \frac{2}{r} \quad [2.20]$$

А величина граничного значения (отсечки) выражена уравнением:

$$T_{2CUT-OFF}^{-1} = \rho_2 \frac{P_K}{\sigma \cos \theta} \quad [2.21]$$

Поскольку ЯМР-релаксация связана с общей (суммарной) пористостью системы и с отношением поверхность-объем, то величина сигнала  $T_2$  пропорциональна абсолютной проницаемости  $K$  и обратно пропорциональна объему критической (остаточной) воды  $S_{WIRR}$ . Клейнберг в своих работах (Kleinberg R.L., 1994) определял поверхностную составляющую продольной релаксации сходным образом:

$$T_{1S}^{-1} = \rho_1 \frac{S}{V} \quad [2.22]$$

Это уравнение дает теоретическую предпосылку использования продольной составляющей ЯМР-сигнала для определения критических величин связанной воды и капиллярного давления в порах. В том числе и для анализа качества глинистых покрышек в зонах развития АВПД (см. раздел 3.7.)

## • 2. Оценка движения отдельных фаз в поровой системе

Поток воды в смешанной системе определяется долей водяной фазы в многофазном потоке и описывается следующим выражением:

$$F_w = 1 / (1 + (K_{ro} / K_{rw})(\mu_w / \mu_o)) \quad [2.23]$$

Соответственно, система находится при критическом (остаточном) насыщении, если поток свободной воды равен нулю:

$$(0\%)F_w = S_{WIRR} \quad [2.24]$$

В этом случае остаточная водонасыщенность определяется как:

$$BVI = \phi \times S_{WIRR} \quad [2.25]$$

Основные рекомендации по определению давлений вытеснения сводились к следующему: 1). Давление определяется как максимальная высота уровня столба УВ над поверхностью свободной воды (ВНК), 2). если отметка свободной воды неизвестна, то давление берется из данных  $P_K$ , 3). если измерения  $P_K$  отсутствуют, или присутствуют смешанный (сложнопостроенный) разрез с несколькими граничными значениями, то сначала из анализа исключаются все породы-неколлекторы, а затем используется подход названный Д. Маршаллом «методом различных  $P_K$ ». Оценка критических значений величин капиллярного давления, позволяет уточнить суммарные нефтенасыщенные объемы, и определить уровень (границу) появления свободной воды, что особенно важно для газоносных разрезов.

Исторически сложилось так, что хотя этот принцип был описан достаточно давно (1969), на разных этапах исследований специалисты вкладывали в него различные понятия. В 2000 г. Д. Маршалл обобщил эти работы в виде справочной таблицы (таб. 2.2), позволяющей учитывать специфику разных лет.

Как показано в уравнении [2.21], капиллярное давление в поре обратно пропорционально граничному значению поперечной релаксации. Применительно к системе с двумя жидкостями разной плотности (вода-УВ), это давление может быть определено как высота УВ-составляющей (H):

$$P_K = H(\delta_w - \delta_h) \quad [2.26]$$

где  $\delta_w$  и  $\delta_h$  – градиенты соответственно воды и УВ;

Окончательный вариант уравнения метода HBVI, связывающего граничное значение  $T_2$  с капиллярным давлением:

$$T_{2CUT-OFF}^{-1} = \rho_2 H \frac{(\delta_w - \delta_h)}{\sigma \cos \theta} \quad [2.27]$$

В уравнении 2.27 значение и капиллярный объем BVI обратно пропорциональны величине столба жидкости (H). Метод получил название «граничных значений высоты столба жидкости» (height-based BVI), или сокращенно - HBVI.

В предложенном методе определения максимального количества связанной воды (HBVI), граничное значение  $T_2$  может интерпретироваться как 1) критическое поровое давление, при достижении которого, поток жидкости становится однофазовым (безводным); или 2) произведение пористости на суммарную связанную влагу. В данном случае под капиллярно-связанной водой понимается сумма объемов воды микропористости (глинистой компоненты) и воды удерживаемой в уголках пор, так как оба эти объема в гидрофильной породе связаны силами поверхностного натяжения.

В обоих случаях этот метод определяет ЯМР параметр MBVI как функцию капиллярности коллектора. Для реализации аналогичного подхода в методе спектрального распределения связанной воды (SBVI), Д. Маршалл вводит дополнительную константу « $m$ », которая характеризует угол наклона прямой коррелирующей остаточную влагу и  $T_2$ :

$$S_{WIRR} = m \times T_2 + b \quad [2.28]$$

Количество остаточной воды при фракционном распределении может меняться от 0 до 1, а параметр « $m$ » - зависит от давления (рис. 2.4). Обработанная на релаксометрах коллекция из 241 образцов позволила определить примерное положение верхней и нижней границ связи величины « $m$ » с капиллярным давлением  $P_K$  (рис. 2.5). Вариации зависимостей внутри области ограниченных этими прямыми связаны, в основном, с изменениями величины поверхностной релаксивности. Результаты петрографического анализа позволили сопоставить релаксивность породы ( $\rho$ ) с содержанием кварца. На рисунке (рис. 2.5) нижняя граница характеризуется 100% содержанием  $SiO_2$  в обломочной части, последовательно снижаясь к верхней границе, до 50%.

Измерения выполнялись на лабораторных установках двух типов: стандартных релаксометрах CoreSpec<sup>TM</sup>, с частотой 1 МГц позволяющих исследовать образцы диаметром от 2.5 до 3.8 см. (1 - 1.5 дюймов), и специализированном приборе MARAN Ultra, сконструированном для образцов большого диаметра (10 см.) и позволяющем моделировать температуру и давление в области измерений (150°C, 55 МПа). Из графика постоянного по данным Маршалла (1999-2001), хорошо видно насколько литологически зависимой является величина поверхностной релаксивности породы. При снижении доли кварца от 90 до 60%,  $\rho$  возрастает от 5 до 31, а давление ( $P_K$ ) меняется на порядок (см. пунктирную линию на рисунке, соответствующую « $m$ »=0.075).

Метод HBVI позволяет связать давление породы  $P_K$  и объем капиллярной влаги определенной по данным скважинного или лабораторного ЯМР. Его применение дает возможность контролировать интерпретацию спектральной пористости ЯМР в зависимости от давления и в частности, высоты УВ. Такой подход успешно применялся для переинтерпретации как результатов метода фиксированных граничных значений (CBVI), так и спектрального распределения - (SBVI). При этом в обоих случаях достигалась высокая точность совпадения скважинных данных и стационарных измерения выполненных на керне. Отметим, что при больших значениях капиллярного давления, метод CBVI может давать значения  $BVI=0$ , что физически невозможно. Предложенный метод – HBVI, позволяет скорректировать такие недостатки. Его применение ограничено, т.к. для интерпретации скважинных материалов ЯМР требуются данные керна. Однако, в ряде случаев есть возможность использования литологических аналогов пород описанных в каталогах A.R.T., или в публикациях.

В тонкослоистых разрезах типа глубоководных турбидитов, сильно-глинистых мелкозернистых породах и относительно чистых алевролитовых разностях методы SBVI и HBVI будут недооценивать связанную воду. С другой стороны, в чистых, крупнозернистых породах или с сложнопостроенных коллекторах с «плавающим» граничным значением  $T_2$ , стандартный метод CBVI будет так-же недооценивать содержание связанной влаги. Поскольку метод HBVI является достаточно «тонким» инструментом и требует определенного опыта применения современных петрофизических моделей, на практике иногда его заменяют на  $MaxBVI$  (или MBVI). При этом независимо рассчитывают объемы капиллярной влаги спектральным и методом граничных значений, а затем из двух величин берут наибольшую:

$$MaxBVI = \max(CBVI/SBVI) \quad [2.29]$$

Такой алгоритм используется в программе DPP (Desktop Petrophysics) компании Халлибуртон. Однако это излишнее упрощение может так же приводить к переоценке содержания связанной воды и как, результат – пропуску продуктивного интервала.

### 2.3. Метод капиллярного давления (Ю.А. Большаков, 1995)

Изучение связи величины капиллярного давления ( $P_K$ , МПа) с абсолютной проницаемостью ( $K_{КЕРН}$ , мД) терригенных пород, выполненное Ю.Я. Большаковым на коллекции образцов керна (1995), показало, что имеет место обратная зависимость:

$$P_K = 5.2 \times 10^{-2} \left( \frac{1}{K_{КЕРН}} \right)^{0.49} \quad [2.30]$$

Применительно к методу ЯМР величину удельной поверхности (S/V) можно описать как отношение MFFI/MBVI т.е. как отношение ИСФ к объему капиллярно-связанной влаги, а открытую пористость заменить на эффективную ЯМР-пористость - МРНИ.

Таким образом, формула Большакова для оценки капиллярного давления примет вид:

$$P_K = 0.52 \times \frac{MFFI}{MBVI \sqrt{MPHI}^3} \quad [2.31]$$

Как показано в разделе «Введение», релаксация  $T_1$  и  $T_2$  поровых флюидов в терригенном коллекторе происходит во всем объеме, включая микропористость глинистых минералов (CBW). Поэтому более корректным подходом при оценке абсолютной проницаемости является использование общей (суммарной) ЯМР-пористости (MSIG) и суммарного объема связанных флюидов (MBFV). Соответственно для варианта полной (суммарной) пористости коллектора выражение [2.31] принимает вид:

$$P_K = 0.52 \times \frac{MFFI}{MBFV \sqrt{MSIG}^3} \quad [2.32]$$

где  $MBFV = MBVI + MCBW$ , а  $MSIG = MFFI + MBFV$  (см. так-же рис. 0.6);

На рисунке (рис. 2.6.) приводится измененный график зависимости капиллярного давления ( $P_K$ ) от суммарной пористости и величины удельной поверхности, построенной Большаковым (1995) для песчано-алевролитовых пород неокома широтного приобья. В упрощенном варианте удельная поверхность определяется без учета микропористости как отношение ИСФ к капиллярно-связанному объему влаги.

### 2.4. Восстановление кривой капиллярного давления по $T_2$ компании Бэйкер Атлас

Предлагаемый М. Алтунбай подход (Altunbay M., 2001) основан на тех-же определениях порового (капиллярного) давления и поперечной релаксации, определяемой поверхностной составляющей. Установленные зависимости нарушаются если на сигнал ЯМР заметное влияние оказывает диффузионная компонента, поэтому для данных работ рекомендуется использовать активации с минимально возможными временами  $T_E$ .

Когда в поровой системе содержится смесь из нескольких флюидов, давление в каждом из них будет различным, даже если вся система находится в равновесном состоянии. Силы притяжения между твердой и жидкой фазами будет отличными для каждой пары, что приводит к разности давлений и описывается как капиллярное давление:

$$P_K = \frac{2\sigma \times \cos \theta}{r_K} \quad [2.33]$$

Где  $r_K$  – средний радиус порового канала;

В большинстве обломочных пород существует пропорциональная связь между диаметром канала и размером пор, а точнее величины удельной поверхности поры. Предположив, что поры могут описываться геометрически совершенными формами, можно связать отношение поверхность/объем:

$$\frac{S}{V} = \frac{F_S}{r_p} \quad [2.34]$$

где  $r_p$  – средний радиус поры, а  $F_S$  – «параметр» описывающий форму, равный «3» для сферических пор и «2» для цилиндрических;

Хотя эти два уравнения описывают разные характеристики, они могут быть связаны через связь величин  $r_K$  и  $r_p$ :

$$\frac{1}{P_K} = \frac{\rho_E}{2\sigma \times \cos \theta} \times \frac{r_K}{r_p} \times F_S T_2 \quad [2.35]$$

Заменим величину эффективной релаксивности и отношение радиус канала/радиус поры на переменную «С»:

$$C = \frac{\rho_E}{2\sigma \times \cos \theta} \times \frac{r_K}{r_p} \times F_S \quad [2.36]$$

Упрощенная форма уравнения [2.35] принимает вид:

$$\frac{1}{P_K} = C T_2 \quad [2.37]$$

$$\text{или } \log(C) = \log\left(\frac{1}{P_K}\right) - \log(T_2) \quad [2.38]$$

Переменная «С» таким образом является мерой корреляции между распределением  $T_2$  и капиллярным давлением. На рисунке (рис. 2.7) приводится пример такой обработки: по горизонтали отложено время поперечной релаксации ( $T_2$ ) и величина обратная давлению ( $1/P_K$ ), а по вертикали – соответственно относительная амплитуда ЯМР-сигнала и суммарная водонасыщенность. Распределения имеют общую направленность

но отличаются в каждой точке на некоторый сдвиг (одна из точек показана стрелкой). Наилучшее совпадение между кумулятивными распределениями добиваются при перемещении  $T_2$  на величину равную «С». После этого сдвига расхождения в кумулятивных кривых должны анализироваться отдельно. Часто бывают заметны расхождения в нижней части графика, при низких значениях водонасыщенности где проявляются эффекты несоответствия формы пор сделанным предположениям.

Если данные керна отсутствуют, то коэффициент «С» выводят из эмпирических зависимостей, по аналогии с корреляцией между постоянным поровым давлением и фиксированным значением водонасыщенности. В общем виде эта величина должна учитывать разницу между математической моделью с идеальными формами пор/зерен и сортировкой и реальной породой. Суммирование выполняют на  $T_2$ -распределениях скорректированных за возможное влияние сигнала УВ.

$$S_{Wi} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \Phi_i}{\Phi_E}; \quad [2.39]$$

$$P_{Ki} = \frac{R_i}{CT_{2i}}$$

Где «R» - отношение эффективной пористости к величине наклона суммарной кривой, для каждого инкремента «n» распределения  $T_2$ ;

$$R_i = \frac{\Phi_E}{\log \left[ \sum_{i=1}^{i=n} \frac{dS_{Wi}}{dT_{2i}} \right]} \quad [2.40]$$

После получения распределения  $P_K$  по модели Пурселла (Purcell W.R., 1949), предлагается оценить проницаемость:

$$K_{PURCELL} = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 \Phi_E}{2 \times 10^4} \times \sum_{i=1}^{i=n} \frac{S_{Wi}}{P_K^2} \quad [2.41]$$

Выборочный анализ базы данных предоставленных Обществом Инженеров-Нефтяников (SPE), показал, что в песчаниках побережья Техаса и Луизианы, применение этой формулы, в интервале значений от 1.0 до 1450 мД., дает минимальные расхождения значений рассчитанной и измеренной проницаемости (Altunbay M., et.al., 2001).

## 2.5. Определение высоты уровня свободной жидкости по $T_2$ компании Шлюмберже

В полностью водонасыщенном коллекторе гранулярного типа, для пор одинакового размера поперечная релаксация зависит от свойств флюида, матрицы, размера и распределения пор:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \rho \frac{S}{V} + \frac{1}{T_{2D}} \quad [2.42]$$

Для перевода релаксации  $T_2$  в капиллярное давление и, соответственно, оценки высоты уровня свободной жидкости (воды), необходимо сделать два предположения:

- При работе в градиентном поле, присутствие газа и легких фракций нефти достаточно мало, чтобы диффузионной составляющей можно было пренебречь;
- Поры достаточно малого размера и основной вклад в релаксацию вносят поверхностные взаимодействия, т.е. объемной составляющей так-же можно пренебречь;

Перевод данных ЯМР в псевдо-капиллярную кривую выполняют в пакете GeoFrame по схеме показанной на рисунке (рис. 2.8.а). На графике по горизонтали отложены: общая водонасыщенность и относительная амплитуда  $T_2$  (0-1), а по вертикали – логарифм давления ( $P_K$ ) и, в обратном масштабе – от больших значений – к меньшим, время релаксации (мсек).

Основой метода является определение фактора масштабирования ( $P_{K\_A}$ ) который переводит времена спада в давление. Пользователю предлагается два подхода, дающих примерно сходные результаты. В первом случае изменения масштаба осуществляют до тех пор, пока распределение капиллярного давления (кривая «А») не совпадет с точкой начала вытеснения флюида (точка «4» на рис. 2.8.в) полученной по измерениям на керне. Такой подход рекомендуется к применению в случаях, когда водонасыщенность образца близка к «1», но неприемлим если в порах содержится значительное количество нефти (или фильтрата РНО), и на  $T_2$  отмечается расширение спектра и сдвиг максимума. Присутствие нефтяного сигнала в сигнале ЯМР приведет к выполаживанию псевдо-капиллярной кривой и её заниженным значениям.

Во втором случае масштаб меняется до тех пор пока расчетное значение (кривая «В») не совпадет с капиллярной кривой снятой при остаточной (критической) насыщенности. Этот участок описывается точками «1», «2» и «3» на графике  $P_K$  (рис. 2.8.в). Такой подход более сложен, но дает хорошие результаты даже в случаях, когда часть порового пространства заполнена природными или синтетическими УВ. Рекомендуется к применению в случаях, когда водонасыщенность образца сильно отлична от «1». Для успешного применения обоих подходов предпочтительными являются данные скважинных измерений с максимальным временем задержки ( $T_w$ ) и минимальными временами между эхо-сигналами ( $T_E$ ).

Оценка высоты УВ до границы появления свободной воды (FWL)<sup>2</sup> выполняется с использованием уравнения Дональдсона (Tiab D., & Donaldson E.C., 1996):

$$H_{FWL} = 0.102 \frac{P_K}{(\rho_w - \rho_{HC})} \quad [2.43]$$

Где  $P_K$  – капиллярное давление (КПа),  $\rho$  - плотности воды «w» и УВ «HC» (г/см<sup>3</sup>);

В случае с псевдо-капиллярными данными, в распределение поперечной релаксации вводится кажущееся граничное значение «T2PK»:

<sup>2</sup> FWL =Free Water Level, граница продуктивного пласта, выше которой получают безводный продукт;

$$T2PK = 2.3 \frac{P_{K\_A}}{(\rho_w - \rho_{HC}) \times (H_{FWL} - H_{TVD})} \quad [2.44]$$

где  $P_{K\_A}$  – фактор масштабирования,  $H_{FWL}$  и  $H_{TVD}$  – глубины соответственно уровня свободной воды и точки отсчета (рис. 2.8.с);

Затем, по T2PK рассчитывают объем кажущейся связанной воды: « $S_{WIRR\_A}$ », а затем определяют истинную водонасыщенность:

$$S_w = \frac{S_{WIRR\_A}}{\Phi_{TOT}} \quad [2.45]$$

Где общую суммарную пористость  $\Phi_{TOT}$ , как правило получают по ЯМР (т.е. MSIG);

Определение различных «плавающих» граничных значений распределения  $T_2$  для двух глубин ( $H_1$  и  $H_2$ ) показаны на рисунке (рис. 2.8.с). Как видно, после калибровки по трем верхним точкам (кривая «В»), разным уровням столба УВ, расположенным выше поверхности свободной воды ( $H_{FWL}$ ), будут соответствовать значения остаточной водонасыщенности ( $S_{WIRR\_1}$  и  $S_{WIRR\_2}$ ) и, следовательно, разные граничные значения ( $T_{CUTOFF1}$  и  $T_{CUTOFF2}$ ).

## 2.6. Моделирование распределений ЯМР с помощью не строгой логики.

При описании низкоомных газоносных коллекторов и возможностей применения скважинного ЯМР, Хамада (Hamada G.M., et. al., 1999) показал, что разделение сигналов от УВ и воды не всегда может быть выполнено однозначно. С группой соавторов он ввел два новых определения при описании спектральной пористости – суммарную эффективную воду MBVWE, и общую воду MBVWT, определяемых соответственно как:

$$MBVWE = MBVI + MFFI \times (S_w - MBFV) \quad [2.46]$$

$$MBVWT = MCBW + MBVI + MFFI(S_w - MBFV) \quad [2.47]$$

Т.е. «суммарная эффективная вода» определяла эффективную водонасыщенность, а общая – соответственно полную. При этом единственный нововведенный параметр – водонасыщенность ИСФ (динамическая вода) остался неопределен. Делу это не помогло, а добавило ненужную путаницу в терминологии и используется крайне редко, однако другая идея отмеченная в этой работе получила дальнейшее развитие.

В ряде случаев, для конкретного объекта/группы объектов удавалось подобрать эмпирический алгоритм, позволяющий рассчитать некоторые параметры, получаемые исключительно по ЯМР. В Университете Западной Вирджинии (Mohaghegh S., et.al., 1998) был использован принцип «нестрогой логики» и «нейронных связей». При этом каждый из параметров ЯМР, например сигнал от капиллярно-связанной влаги последовательно коррелировался с набором физических измерений стандартного комплекса: ГК, АК, ПС, и КС. Схематически этот процесс показан на рисунке (рис.2.9). Затем на полученном алгоритме выполнялась инверсия, с тем, чтобы уже по

показаниям стандартных ГИС можно было рассчитать MBVI. При этом каждой связи, в зависимости от коэффициента корреляции, присваивалась определенный «вес», определяющий его достоверность и вклад в синтезированную таким образом кривую. Программу нужно было «обучать» на нескольких примерах, где данные скважинного ЯМР сопоставлялись со стандартными ГИС. А затем рассчитывать, например абсолютную проницаемость, для всех остальных скважин вскрывающих данный объект. Полученный таким образом набор кривых назывался синтетическим или кажущимся ЯМР (VMRI – Virtual Magnetic Imaging Logs).

Такой вид анализа применяется с переменным успехом в Мексиканском заливе, в том числе для характеристики участков ствола, где по каким-то причинам измерения ЯМР выполнить было невозможно: например на уже обсаженных участках или осложненных – наклонных стволах месторождений Кинг и Фуджи (Haddad S., 2002, 2003).

## 2.7. Оценка степени сортированности обломочных пород. Модификация метода Дженнингса (Jennings J.V., 1987)

Дженнингс предложил использовать кривую капиллярного давления, построенную в полу-логарифмическом масштабе для приблизительной оценки сортированности песчаных пород (1987). При этом сначала определяется остаточная водонасыщенность (рис. 2.10), затем вытесненный объем делится на четверти, и с кривой  $P_K$  снимаются отсчеты соответствующие 25% и 75% насыщению ( $P_{K1/4}$  и  $P_{K3/4}$ ). Коэффициент сортированности рассчитывается как квадратный корень из отношения  $P_{K3/4}$  к  $P_{K1/4}$ . Песчаники с хорошей сортировкой будут обладать значениями близкими к «1», а при ухудшении сортированности, кривая давления становится все более пологой, и коэффициент возрастает до «5» и более. На рисунках (рис. 2.10.а-в) показан пример оценки сортировки мелко-зернистого песчаника из продуктивных отложений Миоцена (Мексиканский залив).

Очевидно, что подобный подход может успешно применяться и к данным псевдо-капиллярного давления, рассчитанным по одной из задокументированных методик (см. раздел 2.2-2.5). Более того эти данные могут использоваться для оценки гидродинамики среды осадконакопления, например по диаграммам Пассега или Рожкова. Метод ЯМР дает определенное преимущество т.к. по сравнению с керновым материалом от непрерывной регистрации получают на порядок больше данных, что повышает достоверность статистических методик.

### 2.6.1. Месторождение Матагорда Айленд (Matagorda Island), фации устьевого бара<sup>3</sup>.

На рисунке (рис. 2.10а) приводится график оценки сортированности газоносного коллектора месторождения Матагорда Айленд. Определенная таким образом величина коэффициента (индекса Дженнингса) составила 1.323, что соответствует хорошей

<sup>3</sup> Дополнительная информация содержится в разделе «Каталоги Терригенных Пород»;

сортировке. Это подтверждается распределением зерен на фотоснимке электронной микроскопии ( $\times 200$  А). Полу-консолидированные песчаники месторождения сформированы литофациями устьевого бара палеодельты р. Миссиссипи, для которых характерны: высокая степень волновой переработки, хорошая сортировка и низкая глинистость. Образец 13321 ( $\Phi=28.3\%$ , и  $K=1018$  мД), характеризуется незначительным количеством цемента преимущественно хлоритового состава, который распространяется в виде пленок и тонких покровов зерен (С1). Полевые шпаты (Fd) и фрагменты ракушек (Sh) испытывают растворение и иногда полностью разрушены, формируя дополнительную ёмкость и хорошую проницаемость. Этого, однако, оказалось недостаточно, чтобы нарушить связь между размером/сортировкой пор и обломочных частиц матрицы. На фотографии отмечается обильная межгранулярная пористость (Р), и контакты зерен, заметные по темным овальным областям на их поверхностях и отсутствию глинистого покрытия.

Как отмечалось в работах Ю. Большакова (1995) при хорошей сортировке кривая  $P_K$  имеет хорошо выраженный «платообразный» участок, близкий к горизонтальному, при ухудшенной сортировке, угол наклона повышается, а «плато» может исчезать совсем. На рисунке (2.10в) показана фотография шлифа (13113С) сделанная в проходящем свете, с образца песчаника дистальной части устьевого бара, характеризующегося наличием более мелких обломков вулканических пород (VRF) и обилием хорошо раскристаллизованного каолинита, нередко полностью заполняющего поровое пространство. Капиллярное давление в этом случае представлено сложной кривой (2) с несколькими точками перегиба и двумя «расплывчатыми» участками, соответствующими (низ) фильтрации через оставшуюся крупную межгранулярную пористость, и через обильную микропористость каолиновых буклетов (верх). Для сравнения, на графике помещены кривые капиллярного давления предыдущего образца (1) с исключительной сортировкой и породы-неколлектора с карбонатно-глинистой цементацией (3).

Развитие каолинитизации существенно меняет фильтрационно-емкостные свойства породы но плохо распознается на комплексе стандартных ГИС. Вторичные образования глинистых минералов обладают низкой радиоактивностью, и в основном формируются за счет разрушения полевых шпатов, снижая природный фон песчаника. На материалах ГК каротажа подобные зоны неотличимы от обычных, чистых разностей, для их уверенного выделения необходимо совместная интерпретация данных ЯМР и спектрального (элементного) ГК. Анализы такого рода возможны только в случаях, когда существует хорошая связь между структурой (распределением) порового пространства и зернистостью/сортировкой осадка. В случае нарушения этой зависимости, например формирования полостей выщелачивания в карбонатах или растворения зерен полевых шпатов и обломков возникают сложности. На рисунке (рис. 2.11) показан образец песчаника из месторождения Матагорда Айленд (блок 487, скважина L2). Набор сложных диагенетических процессов привел к полному растворению зерна ПШ (Fd - верхняя часть фотографии) и добавлению значительных объемов к исходной (гранулярной) пористости (Р). Хлоритовое окаймление и уплотнение привели к частичному блокированию поровых каналов, искажению связей удельная поверхность-сортировка и соответственно к выполаживанию кривой капиллярного давления. Песчаник с изначально хорошей сортировкой, в результате этих преобразований представлен пологой кривой, которая будет проинтерпретирована методом Дженнигса, как результат несортированного осадка.

На рисунке (рис. 2.12) показаны распределения  $T_2$  (смоделированное «а» и записанное «в») и фотография электронной микроскопии («с»), выполненная на образце продуктивного песчаника. Осадки устьевого бара (см. также раздел «Каталоги...») представлены хорошо сортированными песчаниками с некоторым количеством хлоритового цемента. Отдельные участки со вторичной кварцевой цементацией ( $Q_0$ ) не играют существенной роли. Моделирование распределения поперечной релаксации показало наличие двух максимумов – соответственно от микропористости хлоритового покрытия и гранулярной пористости. Фиксированного граничного значения проведенное по минимуму между этими пиками, в этом случае уверенно разделяет глинисто-связанную воду (CBW) показанную зеленым, и эффективную ЯМР-пористость, показанную синим. Этот же подход успешно применялся при интерпретации скважинных данных («в»). На волновом распределении  $T_2$  выделены «стандартные» значения – 3.0 и 33.0 мсек., а моделированный сигнал – по минимуму значений показан синией линией. Стандартное значение несколько занижает объемы глинисто-связанной влаги, однако находится практически в пределах допустимой погрешности. Регистрация скважинного ЯМР (и моделирование) выполнялась с минимально возможным временем  $T_E = 0.2$  мсек.

Эффект от расширения времени между эхо-сигналами в породах с разной структурой, показан на рисунке (рис. 2.13), постороенном по материалам Университета Луизианы (LSU, 2000). Лабораторные измерения на установке CoreSpec-1000<sup>TM</sup>, выполнялись с временами в 0.6 мсек., и 1.2 мсек. – стандартными для активаций прибора MRIL. Исследовались три образца различных литотипов устьевого бара («А» - «С»). Время релаксации  $T_2$ , снятое при стандартной активации суммарной (общей) пористости при  $T_E=1.2$  мсек. показано красным цветом; при этом ошибка составила менее 5%. Уменьшение времени  $T_E$  привело к незначительному снижению разброса величин ошибки пористости (~3.8%) и заметному увеличению детальности волнового распределения ЯМР (показано синим цветом с серым тонированием). Положение максимумов сигнала сохранилось, однако изменилась ширина распределения релаксации под ними; наиболее существенные отличия на образце с минимальной глинистостью («А»).

Степень отсортированности связана со способностью УВ вытеснять воду из гидрофильной породы. В коллекторах с низкими значениями коэффициента сортировки Дженнингса, вряд ли следует ожидать сколько-нибудь значительных скоплений нефти, экранированных капиллярными барьерами (Большаков Ю. Я., 1997). Традиционные способы расчета связаны с лабораторными исследованиями керна (шлифы, гранулометрия), требуют большого количества измерений и соответственно времени и затрат. Более оперативным и вероятно более точной будет оценка распределения обломочных компонент по данным скважинного ЯМР (см. раздел 3.6).

#### 2.7.2. Восточно-Кальчинское месторождение, отложения ачимовского конуса выноса.

На Восточно-Кальчинском месторождении был отобран керн из продуктивной части пластов, индексируемых как  $Aч_2^{1(1)}$ ,  $Aч_2^{1(2)}$ , и  $Aч_2^2$ . К  $Aч_2^{1(1)}$  отнесены породы

интервала 2590,0 – 2605,0 м, а к пласту  $Aч_2^{1(2)}$  – интервала 2605,0 – 2619,9 м. По данным стандартных методов ГИС в этих отложениях выделяются четыре однотипных песчаных тела, отделенных друг от друга глинистыми перемычками, мощность которых составляет 1-3 м. Строение указанных интервалов подтверждается керновым материалом (см. раздел 4.3.) которым охарактеризованы два верхних песчаных прослоя (1-ый и 2-ой, сверху вниз) и нижний - 4-й прослой. Третий прослой представлен только 0,5 м. нефтенасыщенного песчаника. Песчаники пластов, буровато-серой окраски, однородные и нефтенасыщенные. В первом песчаном теле выделяется 25-см. прослой внутриформационного конгломерата, состоящего из уплощенных обломков аргиллита (размером иногда более диаметра зерна). Во втором песчаном прослое встречены, 5-ти сантиметровый прослой аргиллита с незначительной примесью карбонатного материала и 12-см. слой песчаника с карбонатно-глинистым цементом. Во всех, кроме верхнего, песчаных телах, отмечены интервалы, в которых зерно разбито на щебень. Размер отдельных кусков составляет 5-7, 1-2 см и менее. Почти повсеместно в песчаниках отмечаются уплощенные обломки аргиллитов, намывы углистого детрита, единичные слои и линзочки алевритовых аргиллитов; слоистость косая, косоволнистая и волнистая.

На рисунке (рис. 2.14) показано распределение капиллярного давления, и три основные точки: «1», «2» и «3». Точка «1» характеризует начало фильтрации и вытеснения поровых флюидов, участок между точками «1» и «2» соответствует объему подвижных флюидов (ИСФ). Выше точки «3» - повышение давления практически не сказывается на увеличении насыщенности, а вся влага, находящаяся в породе считается остаточной или несмещаемой (BFV). Образец 30150 (10024) из пласта  $Aч_2^{1(1)}$  характеризуется средней сортировкой (1.5-1.7), хорошей пористостью (18.31%) и хорошей проницаемостью (75.22 мД). Распределение амплитуды сигнала  $T_2$  полученной на релаксметре представлено хорошо выраженным пиком микропористости (~3.0 мсек) и небольшим «горбом» связанным с ИСФ. Второй образец из интервала  $Aч_2^{1(2)}$  характеризуется сходными параметрами и несколько лучшей сортировкой, выраженной в снижении индекса Дженнигса (1.4) и появлении второго максимума на распределении  $T_2$  (рис. 2.15). Уменьшение зернистости отложений привело к повышению содержания связанной воды и, соответственно, к понижению проницаемости.

Отложения данной части разреза (пласт  $Aч_2^{1(1)}$ ) были сформированы проксимальной частью конуса и представлены отсортированными турбидитными осадками кварц-полевошпатового состава с низкой глинистостью. По гранулометрическому составу песчаники мелкозернистые, с преобладающим размером зерен в пределах 0,10 – 0,16 мм, реже - до 0,18 мм, в отдельных прослоях – 0,08 – 0,12 мм. Отмечается некоторое, хотя и очень слабо выраженное, увеличение зернистости (до 0,18 мм) песчаников в нижних частях пласта  $Aч_2^{1(2)}$ . Содержание алевритовой фракции изменяется от 15-20 до 25-40%. Сортировка обломочного материала меняется от плохой до хорошей, составляя (по методике Дженнигса) в среднем 1.8-2.6. Минералогический состав отложений - аркозовый: содержание обломков пород не превышает 10-15%, кварца 30-40%, и полевых шпатов 50-55%. Кварц светлый чистый, с редкими включениями пелитовой размерности, практически без следов регенерации. Полевые шпаты состоят из калиевой разновидности, в том числе микроклинов и плагиоклазов, средней и слабой степени измененности. Обломки пород представлены эффузивными, кремнистыми и слюдисто-кремнистыми, реже осадочными разновидностями. Слюда – узкие, вытянутые, ориентированные по наслоению, пластинки чистого и слабо измененного биотита,

отмечается хлорит, мусковит. Аутигенные минералы представлены постоянно встречающимся сидеритом пелитоморфного строения, который, развиваясь по слюде, полностью или почти полностью ее замещает и образует в породе «пятна» неправильной и чаще удлиненной, ориентированной по наслоению, формы. Содержание сидерита составляет в породе от 1-2 до 3-4%. Постоянно встречается кальцит в виде отдельных зерен или выполнения единичных пор. Количество кальцита от долей до 1-2%; часто отмечаются слабые проявления лейкоксена в виде примазок, отмечено единичное зерно глауконита.

Цемент основной части песчаников – глинистый пленочно-порового типа с неравномерным распределением. Поры частично выполнены каолинитом, большинство же пор остаются свободными и обычно составляют от 5-7 до 10% площади шлифа. Пленки тонкие, прерывистые, хлоритовые с примесью гидрослюда и смешаннослойных образований ряда гидрослюда – монтмориллонит. По данным рентгенофазового анализа, каолинит в песчаниках составляет от 26 до 46% от общего числа глинистых минералов в породе, хлорит 35-47%, гидрослюда 12-22%, смешаннослойные образования 5-13%. Глинистый материал постоянно, хотя и не интенсивно, окрашен «тонкой» органикой в слабый бурый цвет, который особенно проявляется в верхних частях пласта Ач<sub>2</sub><sup>1(1)</sup> (см. раздел «Палетки»).

Физические свойства проницаемых пород пластов характеризуют их в основном как коллектора IV класса с проницаемостью от 10.3 до 93.8 мД. Исключение составляют несколько образцов (6 из 48 по обоим пластам), в которых проницаемость охарактеризована величинами от 4.41 до 9.69 мД. Открытая пористость «по воде» определена в 63 образцах и изменяется от 15.3 до 20.4%, остаточная вода: минимальная – 27.9% и максимальная – 59.9%. С учетом условно выделенных песчаных прослоев составлена таблица (таб. 2.4), в которой отражены коллекторские свойства рассматриваемых пород. Как видно из данных таблицы вниз по разрезу конуса выноса наблюдается тенденция к снижению ФЕС.

Таблица 2.4. Восточно-Кальчинское месторождение (скв. 80). Свойства песчаных пород пластов Ач<sub>2</sub><sup>1(1)</sup> и Ач<sub>2</sub><sup>1(2)</sup>

Пласт	Песчаные прослои	Пористость «по воде», (%)	Проницаемость (мД)	Остаточная вода (%)
Ач <sub>2</sub> <sup>1(1)</sup>	1-ый слой	<u>17,03 – 20,37</u> 18,48 (15)	<u>19,70 – 89,93</u> 47,58 (14)	<u>27,90 – 41,74</u> 35,90 (13)
	2-ой слой	<u>15,27 – 19,13</u> 17,60 (27)	<u>6,14 – 93,79</u> 39,91 (27)	<u>28,92 – 48,99</u> 37,62 (24)
Ач <sub>2</sub> <sup>1(2)</sup>	3-ий слой	17,81 (1)	32,44 (1)	36,27 (1)
	4-ый слой	<u>15,75 – 19,32</u> 18,09 (20)	<u>4,41 – 51,05</u> 24,90 (20)	<u>36,03 – 59,92</u> 42,30 (16)

Примечание: В числителе – минимальная и максимальная величина параметра, в знаменателе – средняя, в скобках – количество определений.

К пласту  $Aч_2^2$  отнесен керн, поднятый из интервалов 2619,9 – 2631,8 и 2631,8 – 2639,0 м. Для привязки керна он был «сдвинут» вверх на 70-75 см. При этом верхний песчаный слой (75см) интервала 2619,9 – 2631,8 м. стал относиться к вышележащему пласту  $Aч_2^{1(2)}$ , с которым его объединяет однотипность породы по макро- и микро-описанию и сопоставимость коллекторских свойств (см. табл. 2.4 и табл. 2.5).

Таблица 2.5 Восточно-Кальчинское месторождение (скв.80, интервал 2619,9 – 2631,8 м), свойства пород верхнего песчаного слоя

	Пористость «по воде», (%)	Проницаемость, (мД)	Остаточная вода (%)
Верхний песчаный слой инт.2619,9-2631,8	<u>17,49 – 18,35</u> 18,13 (5)	<u>16,93 – 25,60</u> 21,16 (5)	<u>38,90 – 43,03</u> 41,09 (5)

Следующая за этим песчаным слоем глинистая толща (4,40 м), является глинистой перемычкой между пластами, а расположенный под ней песчаник относится уже к пласту  $Aч_2^2$ . Последний включает так же оставшуюся нижнюю часть интервала 2619,9 – 2631,8 м, интервал 2631,8 – 2639,0 м, сюда же, относятся отложения интервала 2644,0 – 2656,1 м, включающие два верхних песчаных слоя примерно до отметки 2647,0 м.

В целом пласт  $Aч_2^2$  представляет собой почти 20 метровую толщу песчаных и алевропесчаных отложений серого и темно-серого цвета с неравномерным буроватым оттенком. В литологическом отношении отложения чаще однородные, но прослоями отмечаются намывы углистого детрита, углисто-глинистого материала, слойки аргиллита. Иногда намывы углистого детрита сопровождаются примесью сидерита по напластованию. Слойки аргиллита обычно редки и маломощны – от 0,5-1 см до 2-5 см, в отдельных прослоях отмечаются уплощенные обломки аргиллитов, в самом низу пласта – слои внутриформационного конгломерата, толщиной 3 см и 8-10см. В верхней части пласта (примерно верхняя треть) развиты вертикальные трещины и прослоями керн разбит на щебень. Несмотря на общую однородность пласта, тем не менее, чаще отмечаются слоистые текстуры, хотя слоистость порою выражена недостаточно четко, иногда лишь выделяется разными оттенками серого цвета. Наиболее распространены типы слоистости горизонтальной, линзовидно-волнистой, слабоволнистой и слабо наклонной, реже – косой. По всему пласту отдельными прослоями отмечаются текстуры оползания осадка.

На рисунке (рис. 2.16) приводится кривая капиллярного давления образца 30156 (10103) и распределение времени поперечной релаксации –  $T_2$ . Точка начала фильтрации расположена значительно выше, чем у предыдущих образцов, сама кривая капиллярметрии выположена, что говорит о снижении проницаемости и ухудшении сортировки. Распределение ЯМР представлено одним расширенным пиком, с вытянутым в области ИСФ спадом. Снижение гидродинамики осадконакопления и связанное с этим ухудшение сортировки приводят к увеличению объемов остаточной воды, при незначительном изменении пористости (2%).

По гранулометрическому составу отложения пласта  $Aч_2^2$  относятся к мелкозернистым алевритовым песчаникам и крупнозернистым песчаным алевролитам, как правило, с ухудшенной сортировкой материала. Преобладающий размер зерен в этих отложениях

часто определяет их переходное (или пограничное) состояние между песчаниками и алевролитами, тем более что в алевролитах обычно довольно большое содержание песчаной фракции, а в песчаниках – алевроитовой (30-40%). Зачастую преобладающую фракцию выделить довольно трудно из-за плохой сортировки материала, а порою в породе можно выделить две наиболее распространенные фракции. Например, 0,08 – 0,12 и 0,15 – 0,18 мм или 0,06 – 0,10 и 0,12 – 0,18 мм. Тем не менее, наиболее распространенными в пласте можно считать песчаники с размером зерен 0,10 – 0,18 мм и существенным содержанием алевроитовой фракции – до 40%.

Минералогический состав пород аркозовый: содержание обломков пород 10-17%; кварца в пределах 30-35%, полевых шпатов 50-55%, слюды - до 2% (не считая сильно измененной сидеритизированной). Кварц светлый, прозрачный с редкими включениями пелитовой размерности. Полевые шпаты – калиевой разности, в том числе микроклины, и плагиоклазы различной, но чаще слабой и средней степени измененности, включая единичные зерна с пертитовыми структурами. Обломки пород – эффузивных, осадочных, кремнистых и слюдисто-кремнистых, есть сланцы. Слюда – слабо измененные пластинки биотита, есть мусковит, хлорит. Аутигенное минералообразование проявляется в виде глобулей пирита, пленок и примазок лейкоксена, пелитоморфного сидерита, кальцита. Пленки и примазки лейкоксена составляют в породе от 1-2 до 3%. Сидерит чаще всего развит по слюде и, полностью или частично замещая ее, образует пятна неправильной, обычно вытянутой, формы, составляет от 1-3 до 5%. Кальцит в породах содержится до 1-3% в качестве примеси в цементе. По макроописанию отмечается некоторое увеличение примеси карбоната вверх по разрезу пласта. В шлифах такая закономерность четко не выявлена. Кроме того, следует отметить наличие двух вполне отчетливо проявляющихся прослоев в верхних частях интервалов 2631,8 – 2639,0 и 2639,0 – 2644,0 м с карбонатным цементом (40-45%; по данным термовесового анализа кальцита 13,9% и анкерита 25,6%) (см. раздел «Каталог...», обр. 10115). В проницаемых песчано-алевритовых отложениях пласта цемент преимущественно глинистый порового, пленочно-порового и порово-пленочного типа, содержится в количестве 5-10%. Пленки обычно тонкие и прерывистые хлоритовые и гидрослюдисто-хлоритовые, развиты слабо и не повсеместно. Поры частично выполнены каолинитом разных генераций. Большинство пор остается свободным, составляет 5-13% площади шлифа. По данным рентгеновского анализа каолинит содержится в пределах 21-25% от общего количества глинистых минералов в породе, хлорита - 35-46%, гидрослюды - 20-28%. Постоянно присутствуют смешаннослойные образования ряда гидрослюда-монтмориллонит в количестве 9-15% (величина набухания ССО - 3-5%). В рассматриваемых отложениях пласта отмечаются пелитизация, серицитизация, реже выщелачивание полевых шпатов, слабое корродирование кромок зерен на контакте с карбонатом, сидеритизация и хлоритизация слюды.

Породы пласта  $Aч_2^2$  характеризуются средней проницаемостью 7 мД (V класс по Ханину А.А.). По результатам исследований 60 образцов следует отметить, что в трех образцах проницаемость соответствует VI классу (0,31; 0,91; 0,99 мД), а в 11-ти - IV классу (от 11,97 до 27,19 мД). Открытая пористость «по керосину» определена в 8-ми образцах и составляет в среднем 15 %, «по воде» – средняя по 62 определениям 16% (при минимальном значении 11,6%, максимальном - 19,5%) Водоудерживающая способность изменяется в пределах 39,0 – 74,5% и в среднем по 52 определениям составляет 54%.

Пласт А<sub>ч3</sub> представлен в разрезе скважины керном в интервалах 2644,0 – 2656,1 м. (нижние 4,5–5,0 м), 2656,1 – 2668,5 м и частично верхней частью (4,5–5,0 м) интервала 2668,5 – 2679,2 м. По литологическому макроописанию керна и электрокаротажным диаграммам, данная часть разреза представлена преимущественно песчаниками (рис. 15.7 и 15.8), но осложнена отдельными прослоями аргиллитов и интервалами переслаивания аргиллитов и алевролитов, иногда с линзами песчаников.

Толщина и встречаемость этих зон вниз по разрезу заметно увеличивается. Текстуры пласта преимущественно слоистые: волнистая, косая, линзовидно-волнистая, косоволнистая, горизонтальная, и пологоволнистая. По отдельным плоскостям напластования, часто наблюдаются намывы углистого детрита, углисто-глинистого материала, реже слюды. Иногда отмечаются уплощенные обломки аргиллитов в песчаниках, отдельные сидеритизированные обломки или примесь сидерита по напластованию, а иногда – слойки сидеритизированного аргиллита (в том числе и в слоях аргиллита). Прослоями отмечены текстуры оползания осадка, следы размыва, знаки ряби, вверху интервала 2656,1 – 2668,5 м – единичные ослабленные зоны, наклоненные к оси керна под углом 3-5°, внизу пласта – прослой (около 5 см) песчаника, разбитого на щебень с размером кусков 2-3 см.

По макроописанию песчаники пласта серые, в основном с буроватым оттенком, прослоями буровато-серые. Интенсивность буроватого оттенка обусловлена степенью нефтенасыщенности. По гранулометрическому составу песчаники мелкозернистые, с преобладающим размером зерен чаще 0,10 – 0,16 мм и содержанием алевролитовой фракции около 20-30%. Иногда (чаще в центре и в самом низу пласта) преобладает фракция 0,08 – 0,12 мм и содержание алевролитовой фракции становится в пределах 30-40%. Кроме того, встречаются крупнозернистые алевролиты с преобладающим размером зерен 0,06 – 0,10 мм и довольно большим содержанием (почти на уровне преобладающей фракции) зерен размером 0,12 – 0,18 мм. Здесь общее количество песчаной фракции достигает 30%. Сортировка обломочного материала средняя. Минералогический состав пород аркозовый: содержание обломков пород 12-16, 15-20%, кварца 30-35%, полевых шпатов 45-55%, слюды 1-3%. Породообразующие минералы в целом аналогичны тем, которые содержатся в предыдущем пласте, без каких-либо присущим им особенностей. Набор аутигенных минералов тот же, хотя общее количество их обычно выше. Так, сидерит, развиваясь большей частью по слюде, образует «пятна» и целые прослои, составляющие от 2-3 до 5-6% площади шлифа. Пирит присутствует постоянно, хотя и в малом количестве – до 1%, образует редкие сростки мелких глобулей или пелитоморфные проявления по органике. Встречается лейкоксен в виде пленок и примазок. Кальцит заполняет единичные поры, но не более 1% (редко 2%).

Цемент песчаников, чаще всего, глинистый, пленочно-порового типа, хотя по макроописанию довольно часто отмечается примесь карбоната в породе. Основные глинистые минералы цемента – каолинит, хлорит, гидрослюда и смешаннослойные образования ряда гидрослюда-монтмориллонит. Каолинит разных генераций, как правило, выполняет поры, но обычно не полностью, большинство пор (в основном алевролитовой размерности) остаются свободными и составляют от 3-5 до 10, редко до 15% площади шлифа. Количество каолинита по данным РФА колеблется в пределах 43-51%, в образце 10255, отобранного из нижней части пласта, не превышает 24% от общего содержания глинистых минералов в породе. Глинистые пленки, в основном

неравномерны по толщине, большей частью прерывисты, по составу хлоритовые и гидрослюдисто-хлоритовые. Содержание хлорита 23-38% (в обр.10255 – 36%), гидрослюды 17-19 (27)% и смешаннослойных образований 9-11 (5)%.

По проницаемости породы пласта характеризуются как коллекторы преимущественно IV и V класса. В трех образцах из 106 проницаемость оказалась в пределах 0,04–0,57 мД (VI класс), в остальных случаях в основном от 1,07 до 21,34 мД и в одном образце (обр.10256, инт. 2668,5 – 2679,2 м, 0,37 м от верха) – 40,86 мД; средняя составляет 7,65 мД. Пористость «по керосину» определена в 14 образцах, изменяясь от 16,4 до 19,5%, в среднем составляет 18,3%. Пористость «по воде» в среднем по 108 определениям равна 17,8% (при минимальной 15,05 и максимальной 19,41%). Водоудерживающая способность изменяется в пределах от 38,9 до 71,1% и составляет в среднем (по 89-ти определениям) 51,6%.

Низы ачимовской свиты представлены в разрезе скважины (интервалы отбора керна 2668,5 – 2679,2 м, 2682,0 – 2692,5 м) преимущественно аргиллитами в разной степени алевритистыми с прослоями мелкозернистых (0,02–0,05мм) алевролитов с глинистым и карбонатно-глинистым цементом, с примесью сидерита до 3-5%, довольно плотных, без видимых свободных пор. Проницаемость во всех образцах не превышает 0,01 мД, пористость «по керосину» 9,0 – 10,8%, «по воде» – 8,8 – 11,0%.

Всего среди песчаных пород ачимовской толщи Кальчинского месторождения, было выделено 3 класса/литотипа коллекторов. ЯМР-распределения и кривые капиллярного давления, для наиболее типичных образцов приводятся на рисунке (рис. 2.17). Дополнительные примеры интерпретации материалов лабораторного (стационарного) ЯМР, стандартных анализов и капиллярометрии приводятся в разделе «Каталоги терригенных пород».

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Относительная проницаемость

Определение относительной (фазовой) проницаемости необходимо при расчетах вытеснения УВ водой, и вытеснении воды и нефти газом. Эти процессы происходят во время первичной и вторичной добычи, отбора и выноса керна и шлама. Графически относительная проницаемость представляется в виде кривой зависимости от насыщенности. В отчетах западных лабораторий (CoreLab, OMNI Laboratories, Numar) их часто называют дренажными кривыми (drainage) или кривыми впитывания (imbibition). Смещение нефти водой отличается от вытеснения нефти газом, поскольку вода, как правило, является смачивающей фазой, а газ – нет. Различия в свойствах приводит к разнице в окончательных кривых относительной проницаемости полученных этими двумя методиками.

В общем случае, концепция относительной фазовой проницаемости является расширением применения закона Дарси<sup>4</sup> для условий движения более чем одного типа жидкости по поровому пространству. Удельная проницаемость (specific permeability) описывает движение в системе с одним типом флюида, и при условии 100%-го насыщения порового пространства. Примерами являются проницаемость по воздуху или по воде, а единицей измерения – Дарси или милли Дарси.

Эффективная проницаемость (*effective permeability*) описывает движение в системе с двумя и более флюидами, определяется независимо для каждого флюида и так-же измеряется в Дарси. Этот параметр описывает удельную проводимость каждого типа флюида в зависимости от его насыщения. При двух- и более фазной фильтрации флюиды взаимодействуют друг-с-другом, поэтому их собственные эффективные проницаемости, равно как и их сумма ниже чем удельная проницаемость.

Относительная проницаемость впитывания (*imbibition relative permeability*) – определяется смещением при котором возрастает насыщение смачивающей фазой. Например, при заводнении гидрофильного коллектора или при отборе керна в стволе с РВО.

Относительная проницаемость дренирования (*drainage relative permeability*) – определяется смещением, при котором возрастает насыщение несмачивающей фазы. Например вытеснение нефти газом во время первичной добычи или отжатия поровых флюидов при подъеме керна.

В общем случае относительная проницаемость описывается как отношение эффективной проницаемости к удельной:

$$K_{отн} = \frac{K_{эфф}}{K_{уд}} \quad [2.48]$$

<sup>4</sup> Закон Дарси (Darcy's Law)

Это безразмерная величина которая выражается в долях или процентах. Форма кривых относительных проницаемостей является функцией распределения флюидов в поровом пространстве, которое в свою очередь связано с последовательностью насыщения и смачиваемостью.

Таблица 2.1. Некоторые константы контактных углов и величин межфазового натяжения (данные CoreLab, 1988)

	КОНТАКТНЫЙ УГОЛ $\theta$	$\cos \theta$	МЕЖФАЗОВОЕ НАТЯЖЕНИЕ $\sigma$	$\sigma \cos \theta$
СТАЦИОНАРНЫЕ (ЛАБОРАТОРНЫЕ) ИЗМЕРЕНИЯ				
ВОЗДУХ-ВОДА	0.0	1.0	72	72
НЕФТЬ-ВОДА	30	0.866	48	42
ВОЗДУХ-РТУТЬ	140	0.765	480	367
ВОЗДУХ-НЕФТЬ	0.0	1.0	24	24
СКВАЖИННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ				
ВОДА-НЕФТЬ	30	0.866	30	26
ВОДА-ГАЗ	0.0	1.0	50*	50

\* - Зависит от температуры и давления, приведенное значение – для глубины 1500 м.

Таблица 2.2. Соответствие различных величин граничного капиллярного давления ЯМР-параметрам. (по материалам D Marshall, 2000 с дополнениями)

ПАРАМЕТР	МАТ МЕТОД И НАЗВАНИЕ МОДЕЛИ	ЗНАЧЕНИЕ ОТСЕЧКИ (ms)	ДАВЛЕНИЕ (МПа)	ИСТОЧНИК
$T_1$	Трех-компонентный метод «критического $T_1$ »	12	0.345	Timur A., 1969
$T_2$	«Растянутых экспонент» с временной селекцией	21	неизвестно	Miller M.N., 1990
$T_1$	Много-экспонентный граничного значения $T_1$	46	0.689	Straley C., 1991
$T_2$	Много-экспонентный граничного значения $T_2$	27	0.345	Morris C.E., 1993
$T_2$	Много-экспонентный граничного значения $T_2$	25-30	функция проницаемости	Prammer M.G., 1994
$T_1$	Много-экспонентный граничного значения $T_1$	33	2.758	Dunn K.-J., 1994

## ССЫЛКИ

Altunbay M., R. Martain, and M. Robonson. Capillary Pressure Data from NMR Logs and Its Implications on Field Economics. 2001, SPE 71703.

Glorioso J.C., O. Aguirre, G. Piotti, and J.-F. Mengual. Deriving Capillary Pressure and Water Saturation from NMR Transversal Relaxation Times. 2003, SPE 81057.

Haddad S., Simms G., and Clerk C. Using Multiple Reservoir Measurements to Improve Subsurface Description in Deepwater Gulf of Mexico: King Field. 2003, paper SPE 84380.

Haddad S., and Cribbs M., Determining Reservoir Stratigraphic Continuity via Well Testing in Deepwater Gulf of Mexico, Fujou Prospect. 2002, SPE 77456.

Hamada G.M., M.S. Al-Blehed, and M.N.J. Al-Awad. Determining petrophysical properties of low resistivity reservoirs using nuclear magnetic resonance logs, 1999, SPE 56789.

Lowden B.D., M.J. Porter, L.S. Powrie.  $T_2$  Relaxation Time Versus Mercury Injection Capillary Pressure: Implications for NMR Logging and Reservoir Characterization. 1998, SPE 50607.

Mohaghegh S., M. Richardson, S. Ameni. Virtual Magnetic Imaging Logs: Generation of Synthetic MRI Logs from Conventional Well Logs. 1998, SPE 51075.

Washburn Edward W. The Dynamics of Capillary Flow. Department of Ceramic Engineering, University of Illinois. Phys. Rev. 17, 273–283 (1921). Issue 3 – March 1921.

Wu J., Torres-Verdin C., Sepehrnoori K., Proett M.A., Van Dalen S.C. A New Inversion Technique Determines in-situ Relative Permeability and Capillary Pressure Parameters from Pumpout Wireline Formation Tester Data. 2003. Paper GG, SPWLA 44<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, June 22-25.

## БИБЛИОГРАФИЯ. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Al-Mahrooqi S, Grattoni C A, Moss A K, Jing X D, (2002) An investigation of the effect of wettability on NMR measurements of sandstones 7th International Symposium on Evaluation of Reservoir Wettability and Its Effect on Oil Recovery.

Amyx, J.W., Bass, D.M., Whiting, R.L., "Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill Book Company, 1960, page 133-139.

Basan, P. B., Lowden, B. D., Whattler, P. R. & Attard, J. J. 1997. Pore-size data in petrophysics: a perspective on the measurement of pore geometry. In Lovell, M. A. & Harvey, P. K. (eds) 1997, Developments in Physics, Geological Society Special Publication No. 122 p. 47-67.

Bentsen R.G. and Anli J.: Using Parameter Estimation Techniques to Convert Centrifuge Data into a Capillary-Pressure Curve. SPE J., February, 1977, 17, 57; Trans. AIME 263.

Bijeljic B., Muggeridge A.H. and Blunt M. J., (2004) Pore-scale modelling of longitudinal dispersion. Water Resources Research, 40.

Blunt M, Jackson MD, Piri M, (2002) Detailed Physics, Predictive Capabilities and Macroscopic Consequences for Pore-network Models of Multiphase Flow Advances in Water Resources 25, 1069-1089.

Braun E.M. and Holland R.F.: Relative Permeability Hysteresis: Laboratory Measurements and a Conceptual Model. SPERE August 1995, 10, 222.

- Brooks R.H. and Corey A.T.: Hydraulic Properties of Porous Media Hydraulic. Paper #3, Colorado State U. 1964.
- Brooks, R.H. and Corey A.T., 1966, Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow, Journal of the Irrigation and Drainage Division, Proc. Of ASCE 92, NO. IR2, p. 61-88.
- Brownstein, K. R. & Tarr, C. E. 1979. Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cells. Physics Review A, 19, p. 2446-2453.
- Burdine, N.T.. "Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data", Petroleum Transactions, AIME, Vol 198, 1953, pp 71-78.
- Carr H.Y. and Purcell E.M.: "Effects of Diffusion on Free Precession in Nuclear Magnetic Resonance Experiments", Physical Review 94 No. 3 (1954), pages 630-638.
- Coates, G. R., Marschall, D., Mardon, D. & Galford, J. 1997. A new characterization of bulk volume irreducible using magnetic resonance. In: Transactions of the Thirty eighth Annual Logging Symposium. SPWLA. June 15-18, 1997 Houston TX. Paper QQ.
- Colonna J., Brissaud F. and Millet J.L.: Evolution of Capillarity and Relative Permeability Hysteresis. SPEJ February 1972, 12, 28; Trans. AIME 253.
- Chen S., Arro, R., Minetto, C., Georgi, D., Liu, C., 1998, "Methods for Computing Swi and BVI from NMR logs", Transactions of 39<sup>th</sup> SPWLA Annual Symposium, Keystone, CO, May 26-29, paper HH.
- Demuth, H. and Beale, M., 2000, Neural Network Toolbox for Use with MatLab, User's Guide, The Math Works.
- Dewan, J.T., Chenevert, M.E. and Yang X., 2000, A Model For Filtration of Water-Base Mud During Drilling, proceedings of the 41st Annual SPWLA meeting, Dallas, TX, June 4-7.
- Delker Thomas, David B. Pengra, and Po-zen Wong. Interface Pinning and the Dynamics of Capillary Rise in Porous Media. Phys. Rev. Lett. 76, 2902–2905. (Issue 16 – 15 April 1996).
- Djebbar Tiab and Erie C. Donaldson: "Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", from Gulf Publishing Company (Student Edition, September 1996).
- Erkal, A. and Numbere, D.T., 1997, Relative Permeability Effects on the Migration of Sleamflood Saturation Fronts, Paper SPE 38299, proceedings of SPE Western Regional Meeting, Long Beach, CA, June 25-27.
- Flaum C., Kleinberg R. and Hurlimann M.: "Identification of gas with the Combinable Magnetic Resonance Tool (CMR)", paper L in 37<sup>th</sup> annual logging symposium transactions (SPWLA, 1996).
- Finol J, Jing X D, (2002) Permeability Prediction in Shaly Formations: the Fuzzy Modelling Approach Geophysics, Vol.30, Issue 3, pp 00-00, (2002).
- Grattoni C A, Al-Sharji H H, Dawe R A, Zimmerman R W, (2002) Segregated pathways mechanism for oil and water flow through silica gels formed from an oil-based gelant Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 35, pp. 183-190.
- Hammervold W.L. et al.: Capillary Pressure Scanning Curves by the Micropore Membrane Technique. J. Pet. Sci. Eng. 1998, 20253.
- Hamon G. and Pellerin F.M.: Evidencing Capillary Pressure and Relative Permeability Trends for Reservoir Simulation. Paper SPE 38898 presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition San Antonio Texas 5–8 October.
- Hassler, G.L., and Brunner, E., "Measurement of Capillary Pressure in Small Core Samples", AIME tech. Pub., page 1917 (1945).

Honarpour, M. Koederitz, L.F., Harvey, A.H, "Empirical Equations for Estimating Two-phase Relative Permeability in Consolidated Rock", SPE 9966, December 1982.

Honarpour M.M, Huang D.D. and Al-Hussainy R.: Simultaneous Measurements of Relative Permeability Capillary Pressure and Electrical Resistivity with Microwave System for Saturation Monitoring. SPEJ September 1996, 1, 283.

Howard, J. J., Kenyon, W. E. & Straley, C. 1990. Proton-magnetic resonance and pore-size variations in reservoir sandstones, SPE-20600, in SP annual technical conference exhibition proceedings, v. omega. Formation evaluation and reservoir geology: Society of Petroleum Engineers, p. 733-742. Later published in 1993: SP Formation Evaluation, v.8, no. 3, p.153-171.

Huang D.D. Honarpour M.M. and Al-Hussainy R.: An Improved Model for Relative Permeability and Capillary Pressure Incorporating Wettability. Paper presented at the 1997 Society of Core Analysts International Symposium Calgary 7–10 September.6.

Jerauld G.R. and Rathmell J.J.: Wettability and Relative Permeability of Prudhoe Bay: A Case Study in Mixed-Wet Reservoirs. SPERE February 1997 12 58.

Killough J.E.: Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions. SPEJ February 1976 16 37; Trans. AIME 261.

Kjosavik A.: Integrated Modeling of Relative Permeability and Capillary Pressure. MS thesis, Stavanger College; Stavanger, Norway, 1999.

Kleppe J. et al.: Representation of Capillary Pressure Hysteresis in Reservoir Simulation; paper SPE 38899 presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition San Antonio, Texas 5 –8 October.

Kriebernegg M. and Heinemann Z.: A New Model for History Dependent Saturation Functions in Reservoir Simulation; paper presented at the 1996 European Conference on the Mathematics of Oil Recovery Leoben Austria 3–6 September.

Land C.S.: Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow from Rock Properties. SPEJ June 1968, 8, 149; Trans. AIME 243.

Leverett M.C.: Capillary Behavior in Porous Solids. Trans. AIME 1941 142 152.

Morrow N.R.: Wettability and Its Effects on Oil Recovery. JPT December 1990 42 1476; Trans. AIME 289.

Morrow R. and Harris C.C.: Capillary Equilibrium in Porous Materials. SPEJ March 1965 5 15; Trans. AIME 234.

Parker J.C. and Lenhard R.J.: A Model for Hysteretic Constitutive Relations Governing Multiphase Flow: Saturation-Pressure Relations. Water Resour. Res. 1987 23 No. 12 2187.

Standing M.B.: Notes on Relative Permeability Relationships. Proc. U. of Trondheim NTH Norway 1975.

Taggart Ian.: Effective versus Total Porosity Based Geostatistical Models: Implications for Upscaling and Flow Simulation. Transport in Porous Media. 46 (2-3): 251-268, February 2002.

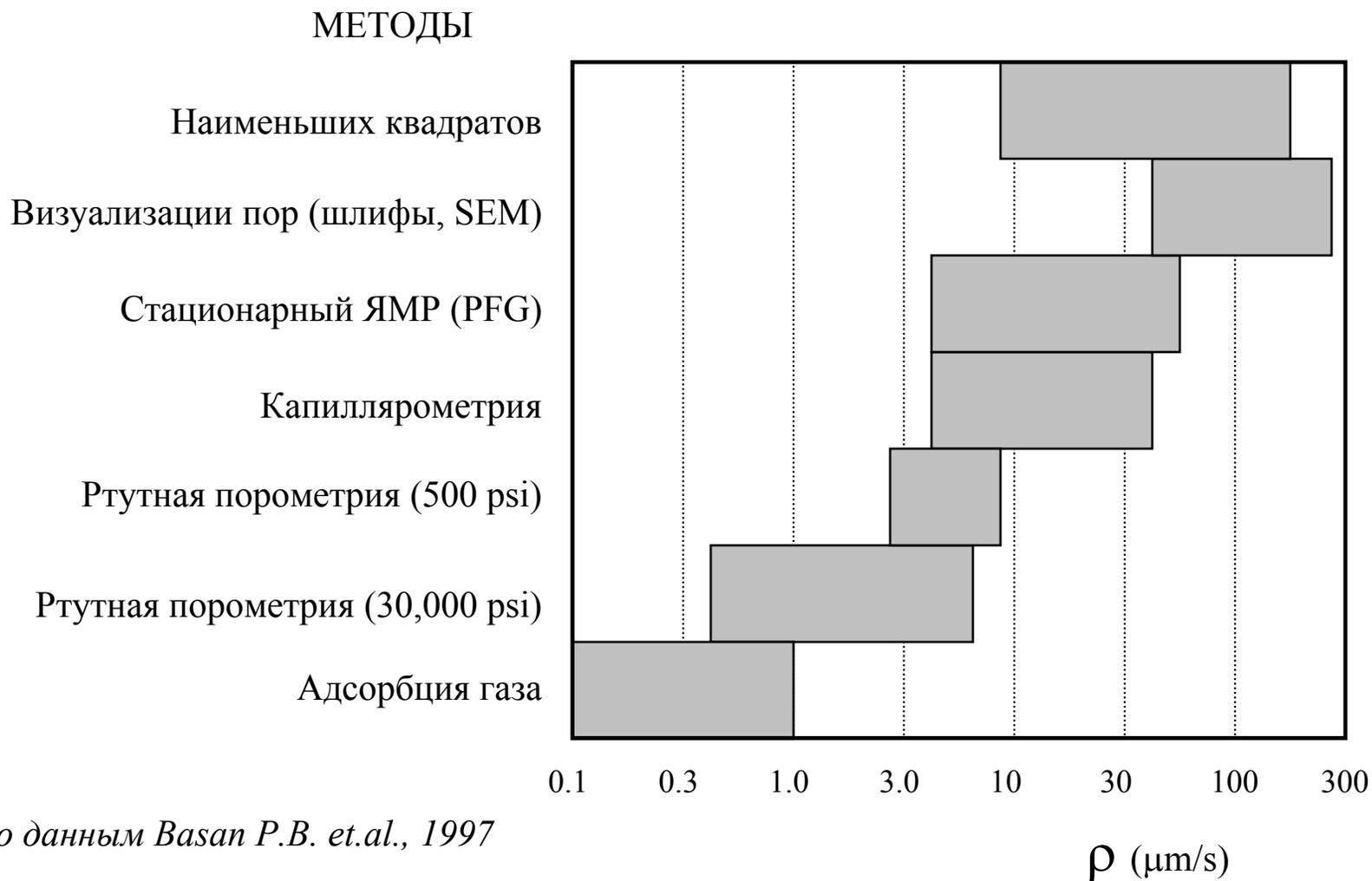
Tan T.: Representation of Hysteresis in Capillary Pressure for Reservoir Simulation Models J. Cdn. Pet. Tech. July–August 1990 29 No. 4 84.

Topp G.C. and Miller E.E.: Hysteretic Moisture Characteristics and Hydraulic Conductivities for Glass-Bead Media Soil. Sci.Soc.Am. Proc. 1966, 30, 156.

Wardlaw N.C. and Taylor R.P.: Mercury Capillary Pressure Curves and the Interpretation of Pore Structure and Capillary Behavior in Reservoir Rocks. Bull. Can. Pet. Geol. June 1976 24 No.2 225.

Рисунок 2.1

Интервалы значений поверхностной релаксивности обломочных пород определенной разными методами (по данным Basan P.V., et.al., 1997)



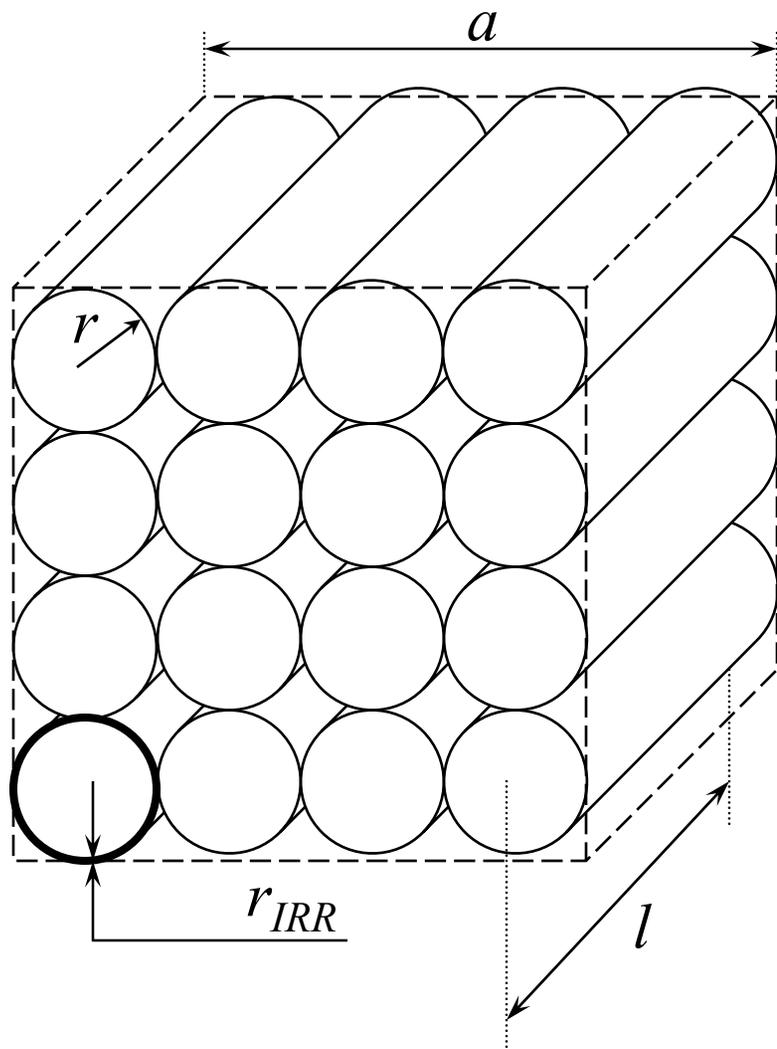


Рисунок 2.2

Модель проницаемости, представленная серией из « $n$ » трубочек, длиной « $l$ » и радиусом « $r$ » занимающих площадь « $a^2$ ».

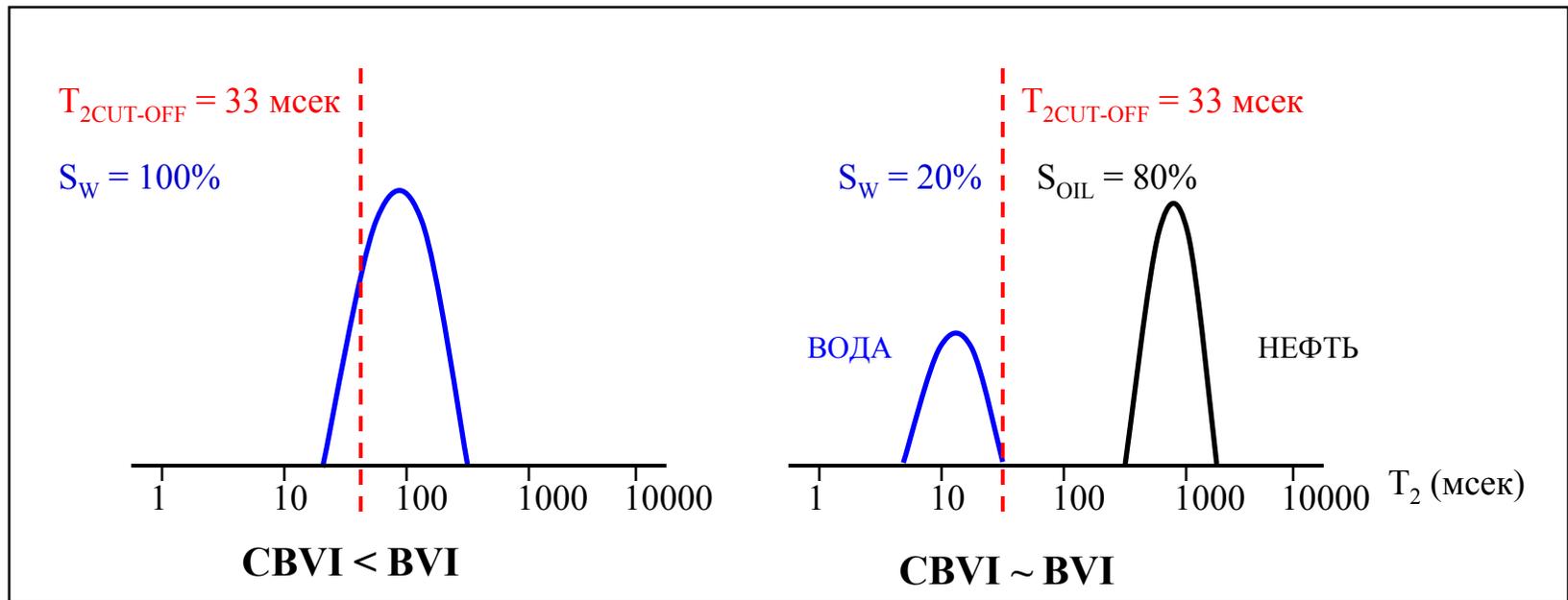
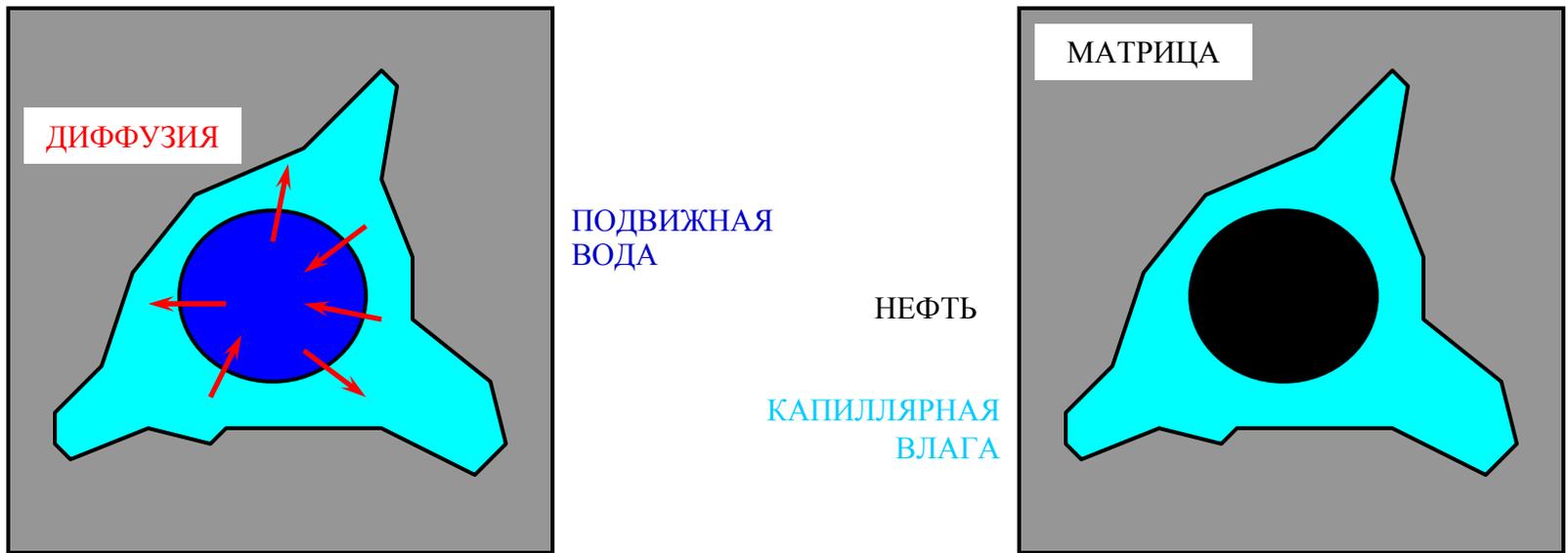
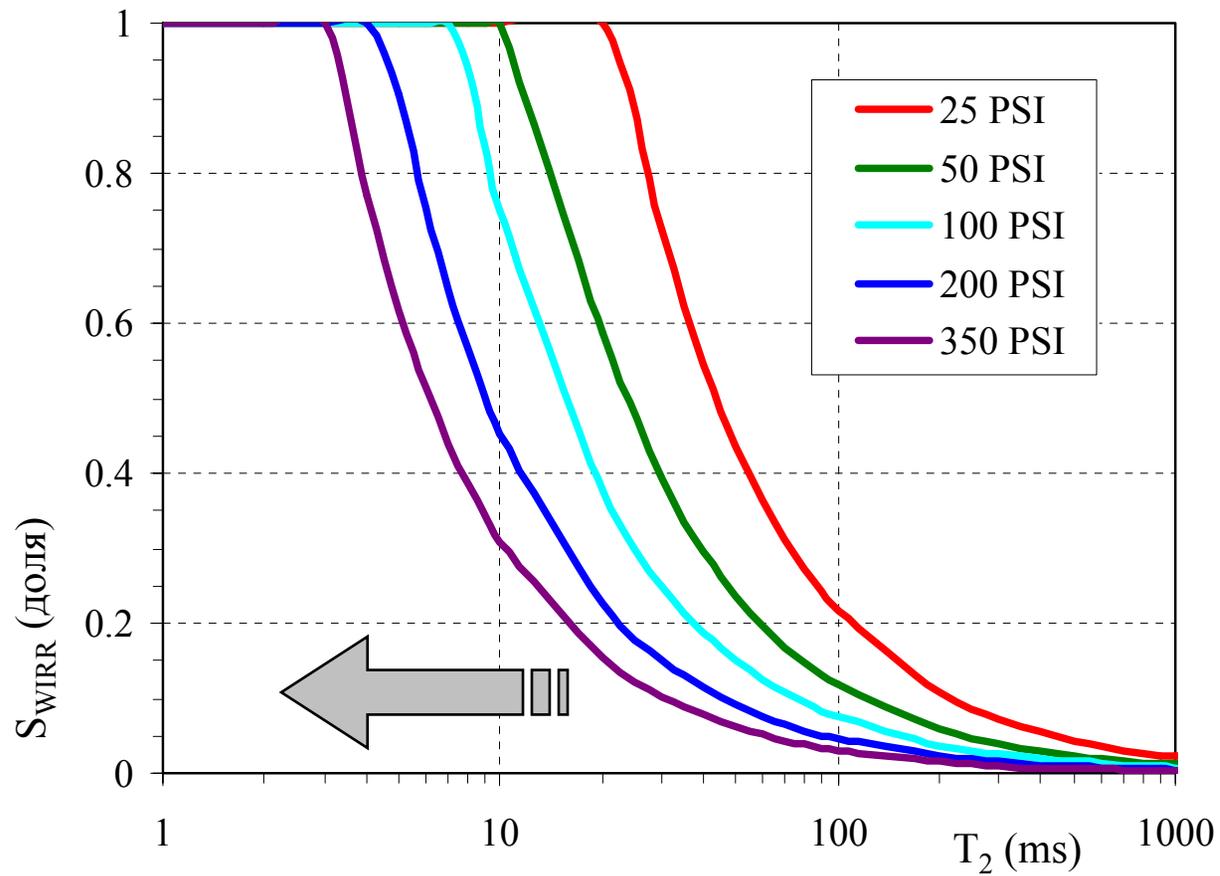


Рисунок 2.3 Распределение  $T_2$  водо- и нефте-насыщенной поры и фиксированное граничное значение. (по материалам Coates G.R., 1998, с изменениями).

Рисунок 2.4.

Спектральное распределение связанной воды при различных давлениях (*D. Marshall, 2000*)



Стрелкой показано возрастание величин  $P_K$  и  $m$

Рисунок 2.5.

Связь давления и релаксивности. Данные 241 образцов из 14 месторождений мира (D. Marshall, 2000)

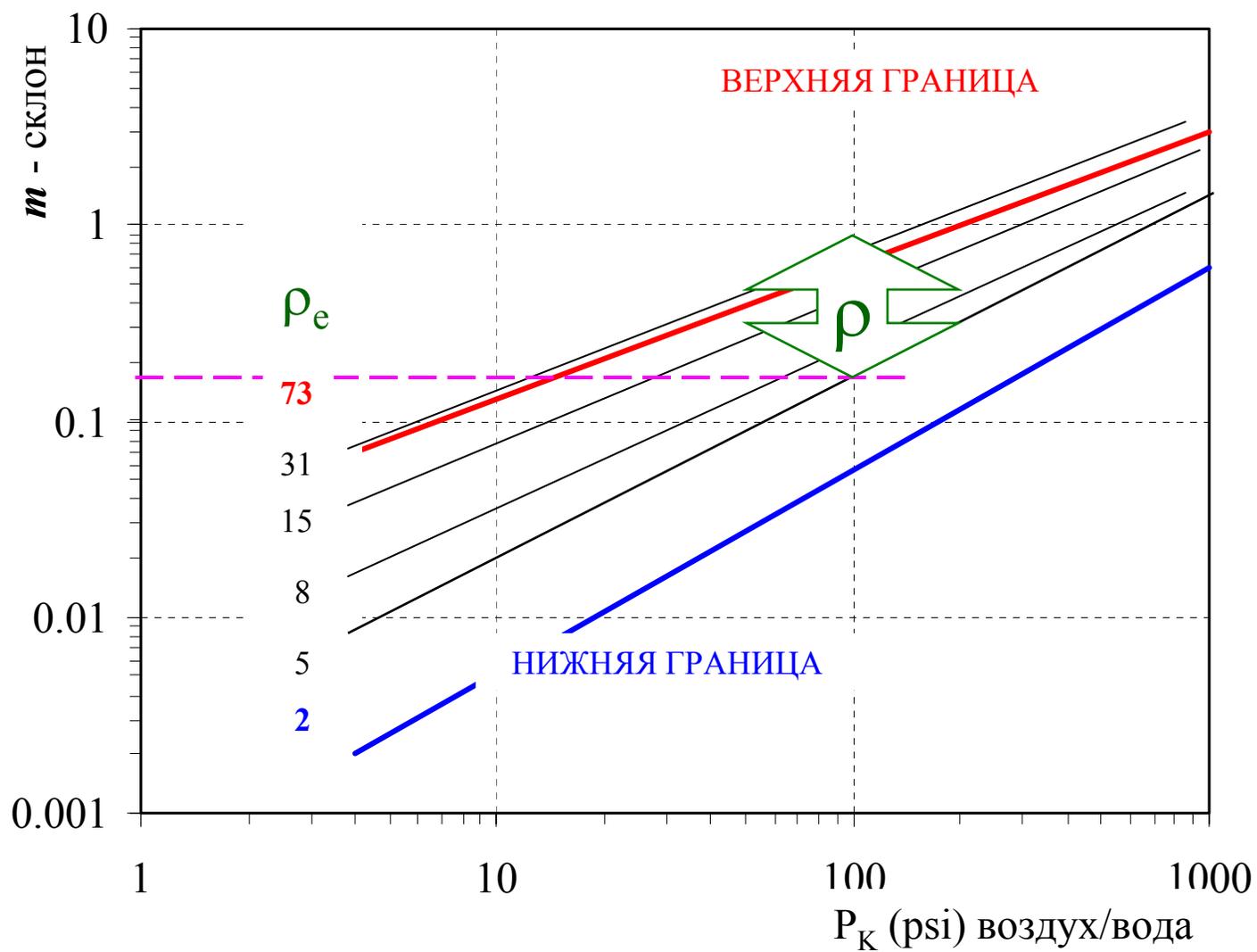
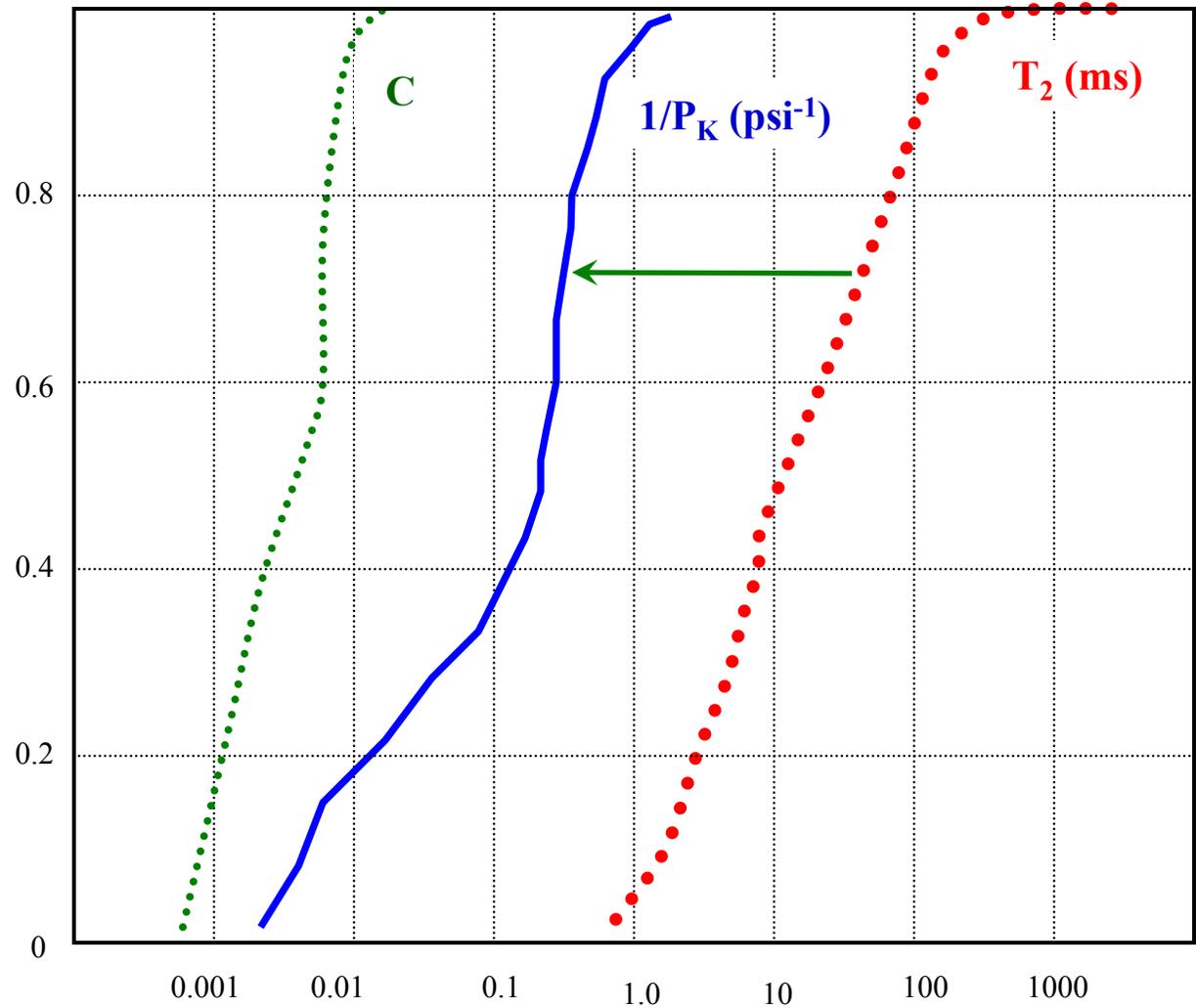


Рисунок 2.7.

Параметр «С» определяет оптимальный сдвиг распределения  $T_2$  до совпадения с давлением  $P_K$



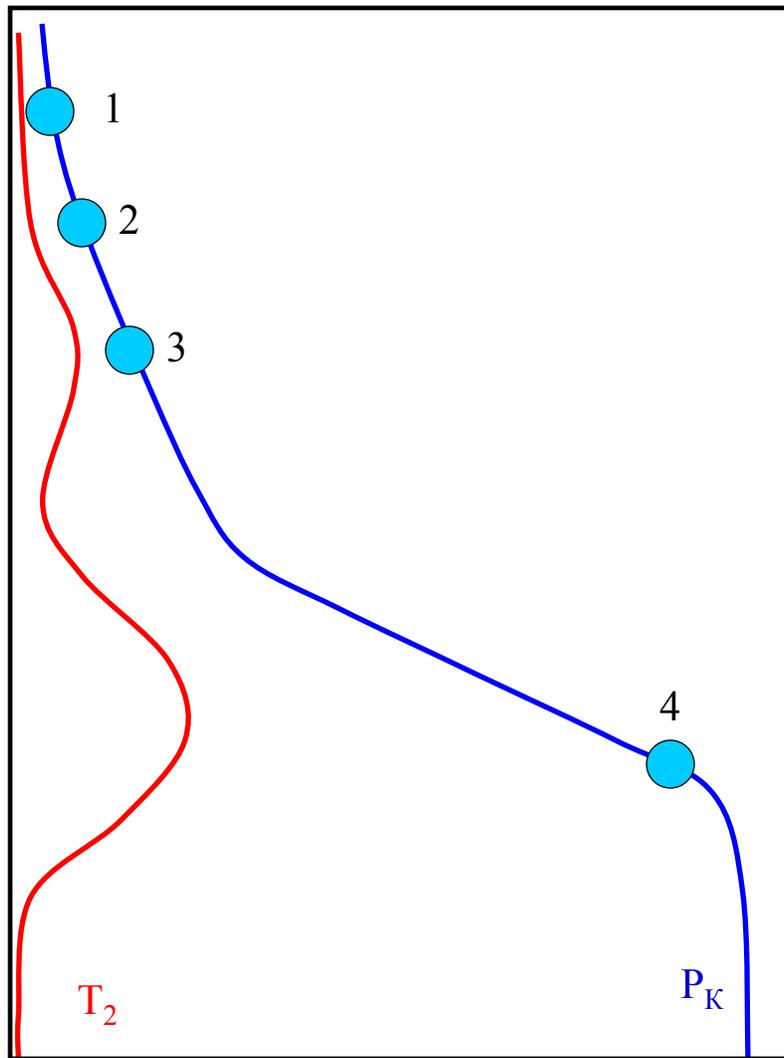


Рисунок 2.8.а

Перевод распределения поперечной релаксации  $T_2$  в псевдо-капиллярную кривую

Относительная амплитуда  $T_2$

$S_w$

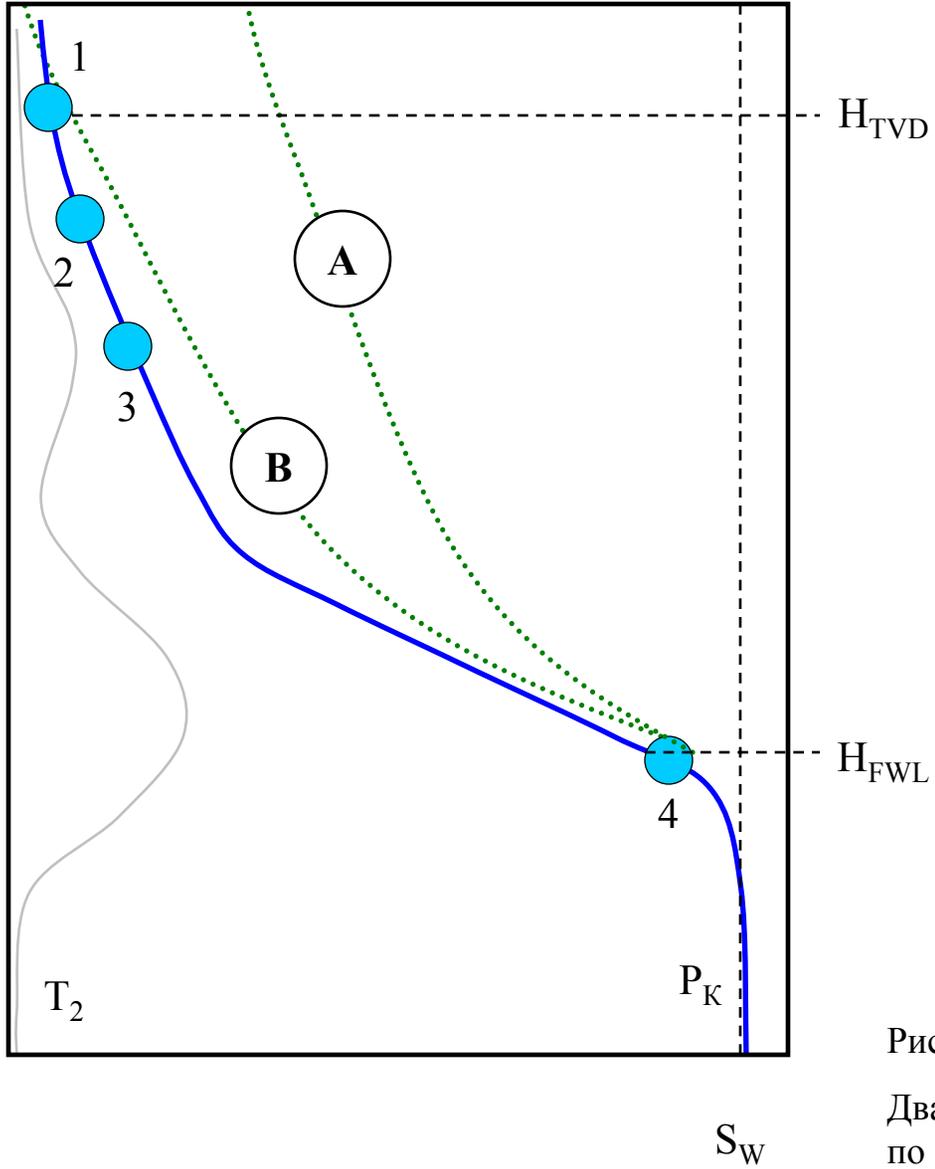


Рисунок 2.8.в

Два варианта интерпретации  $T_2$  - корреляция по верхним и/или нижней точке.

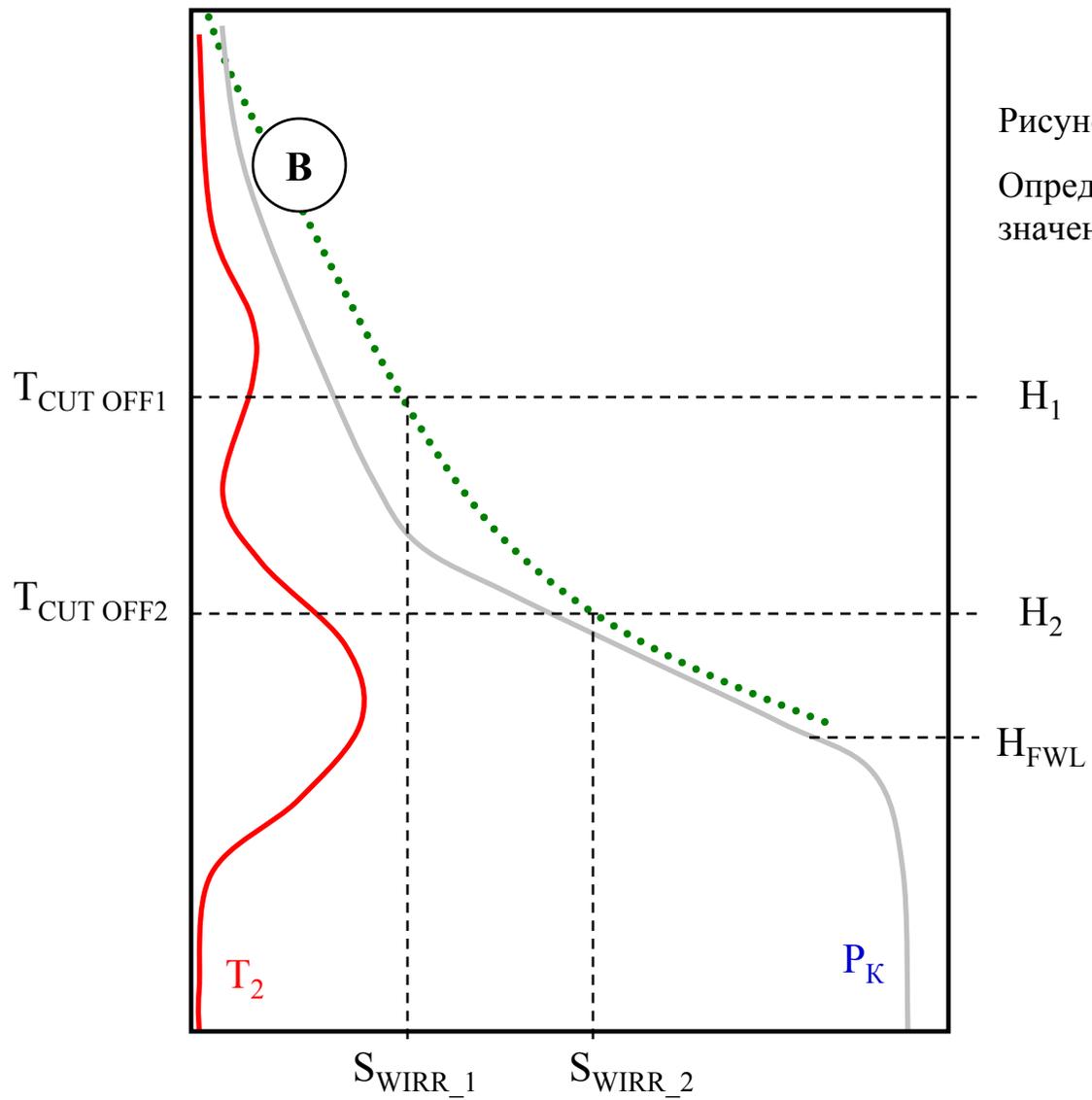


Рисунок 2.8.с

Определение «плавающих» граничных значений поперечной релаксации  $T_2$

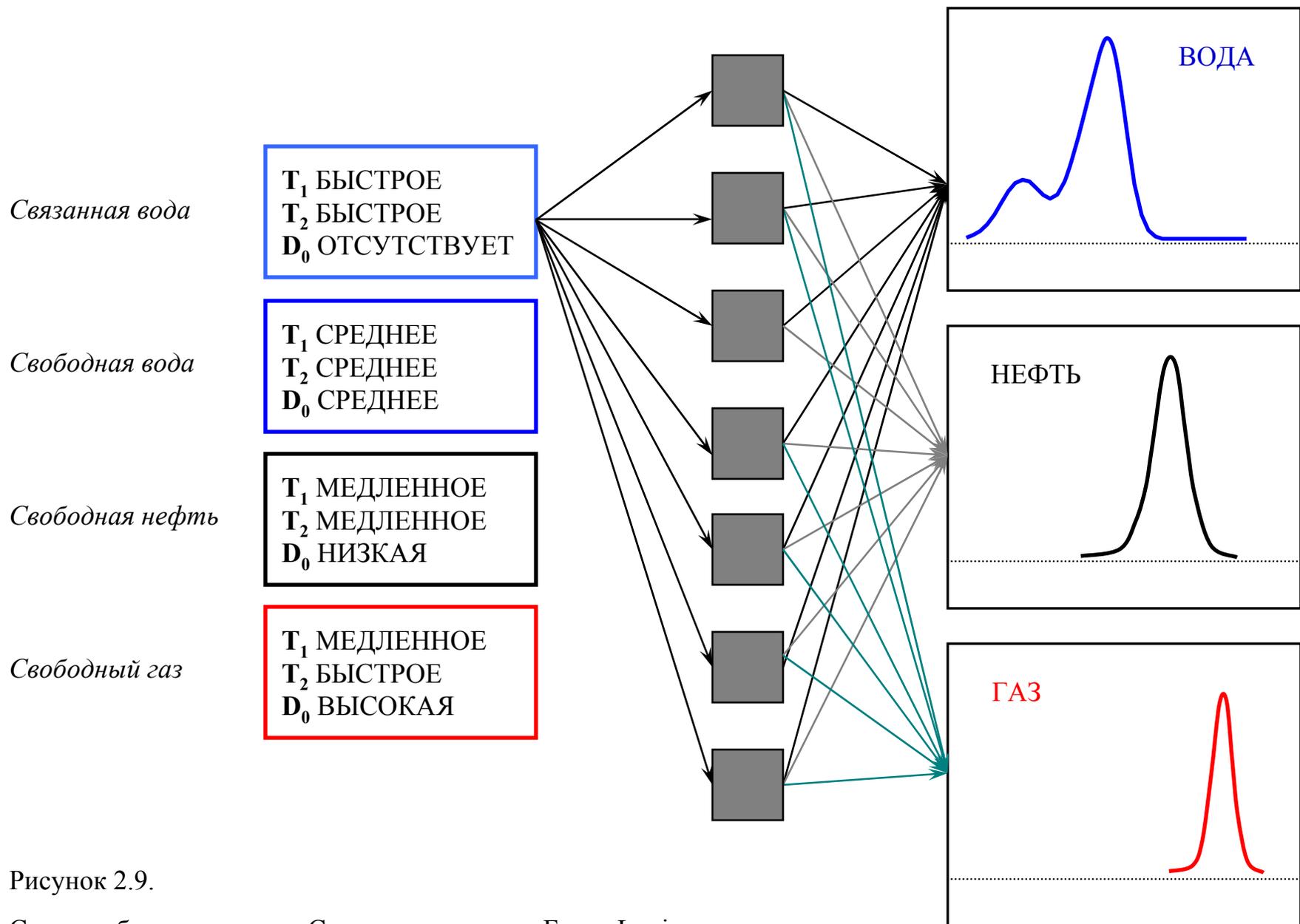


Рисунок 2.9.

Схема работы элемента «Связанная вода» в «Fuzzy Logic»

Рисунок 2.12

Электронная фотография песчаного коллектора (с), распределение  $T_2$  по данным CMR (b), и по данным моделирования (a) скважина E2MI622 #13752.

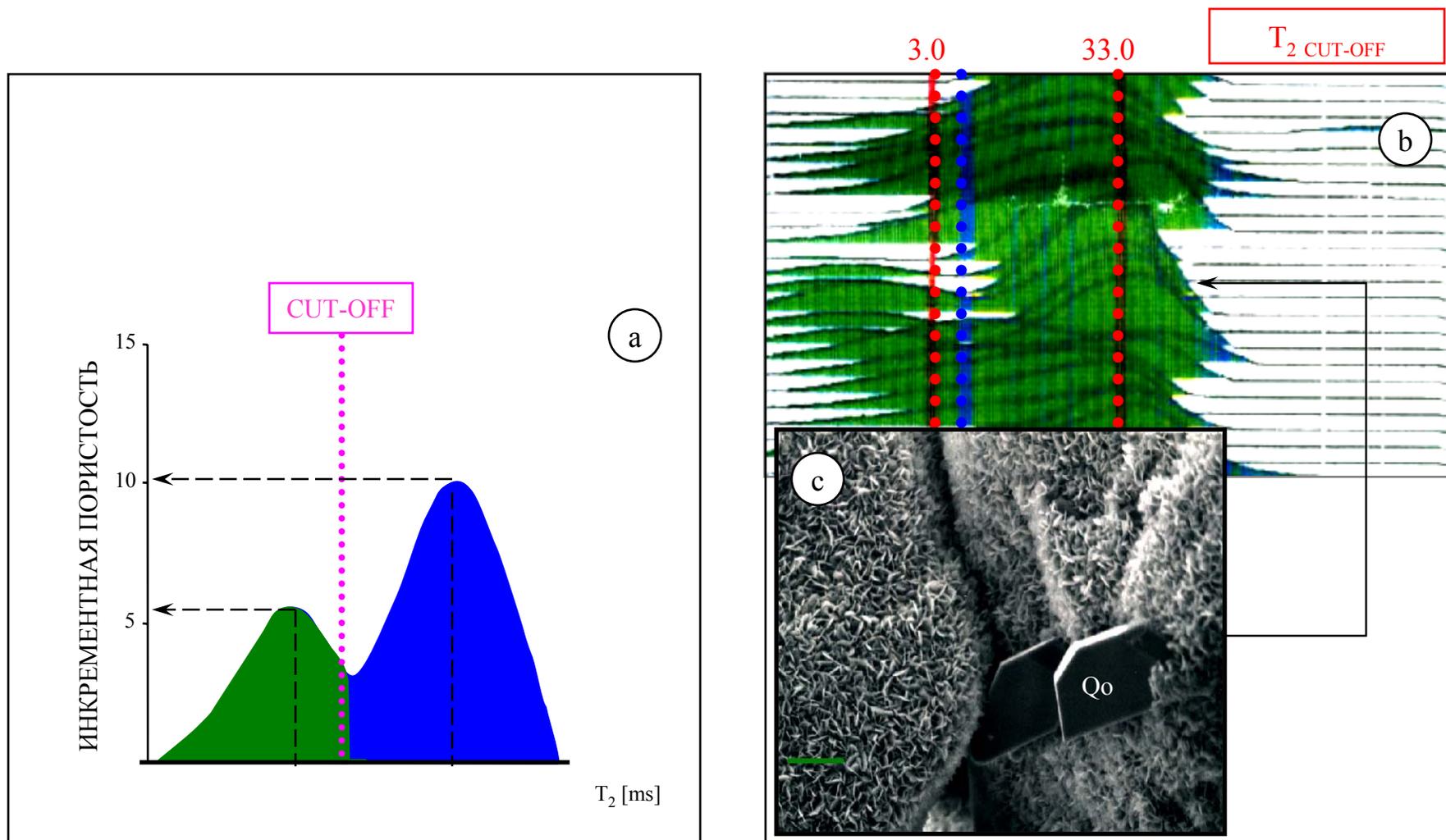
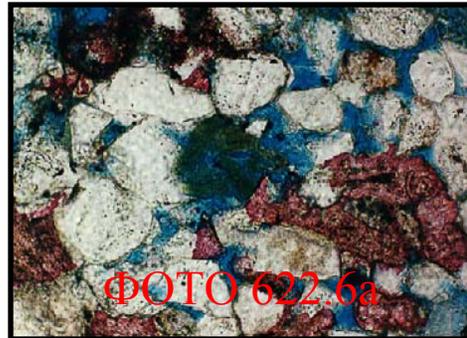
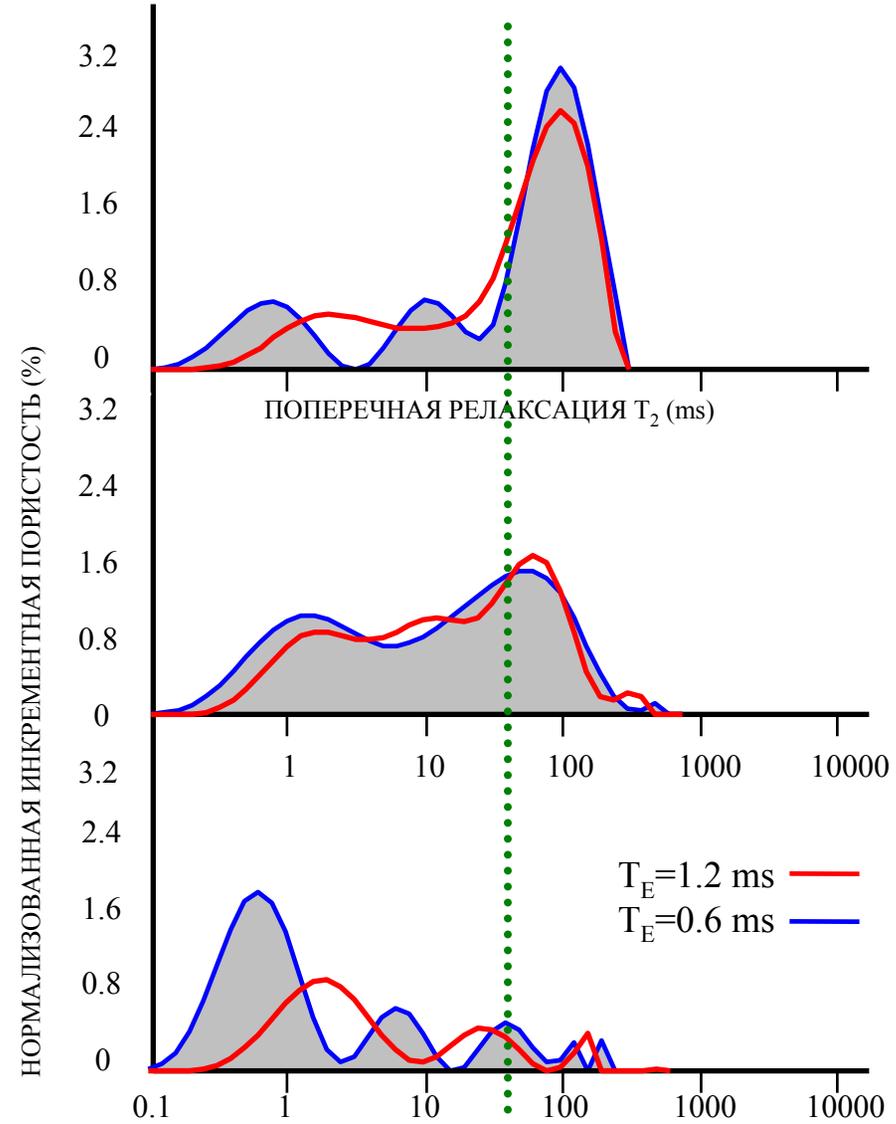


Рисунок 2.13

Распределение лабораторного  $T_2$  по данным CoreSpec в породах с разной поровой структурой. (Matagorda Island, 622/23 скважина E2, LSU 2000)



**A**



**B**

**C**

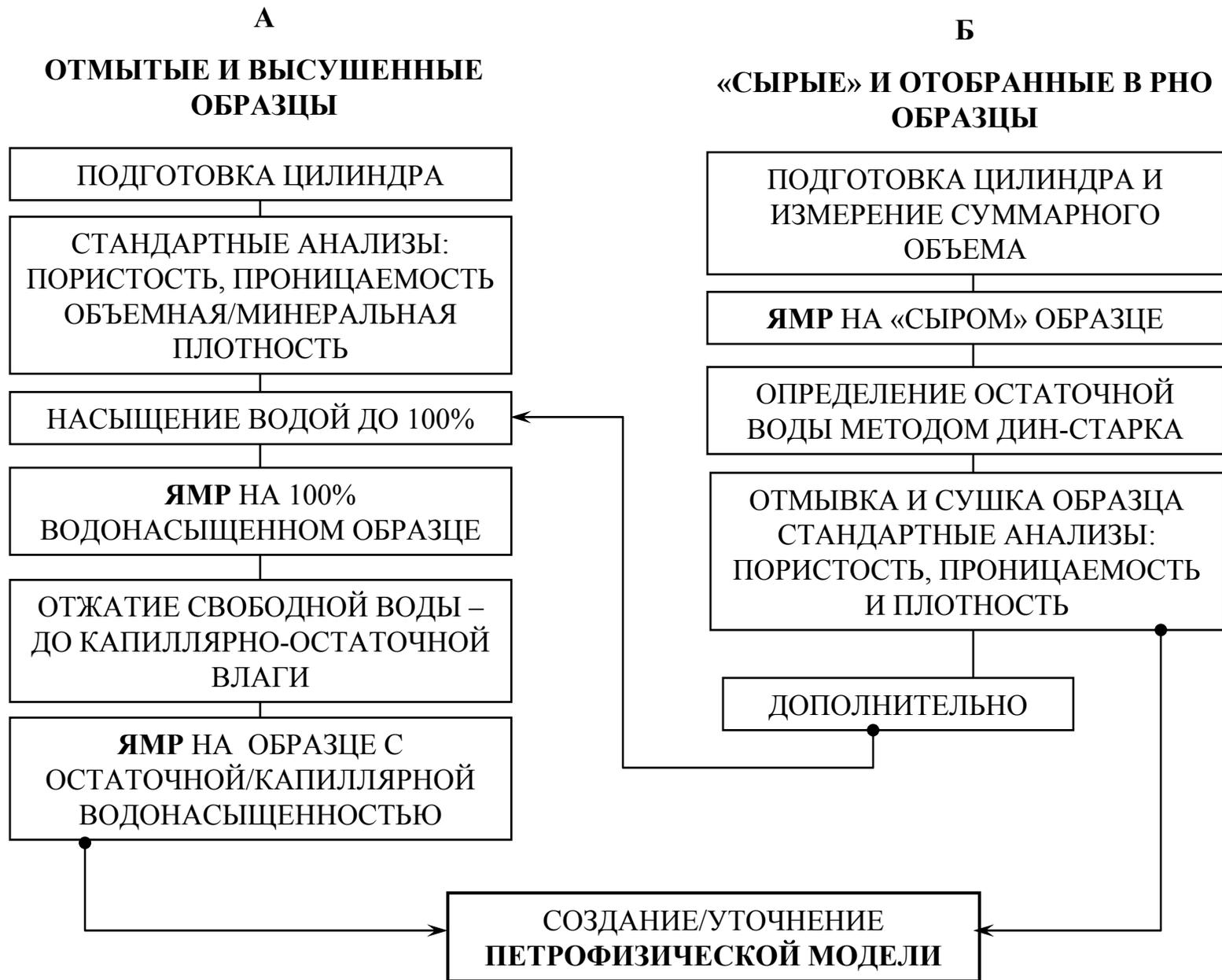


Таблица 2.3.

Схемы стационарных ЯМР-исследований, предложенная Д. Маршаллом (D. Marshall, 2000) для отмытых (А) и «сырых» (В) образцов пород.

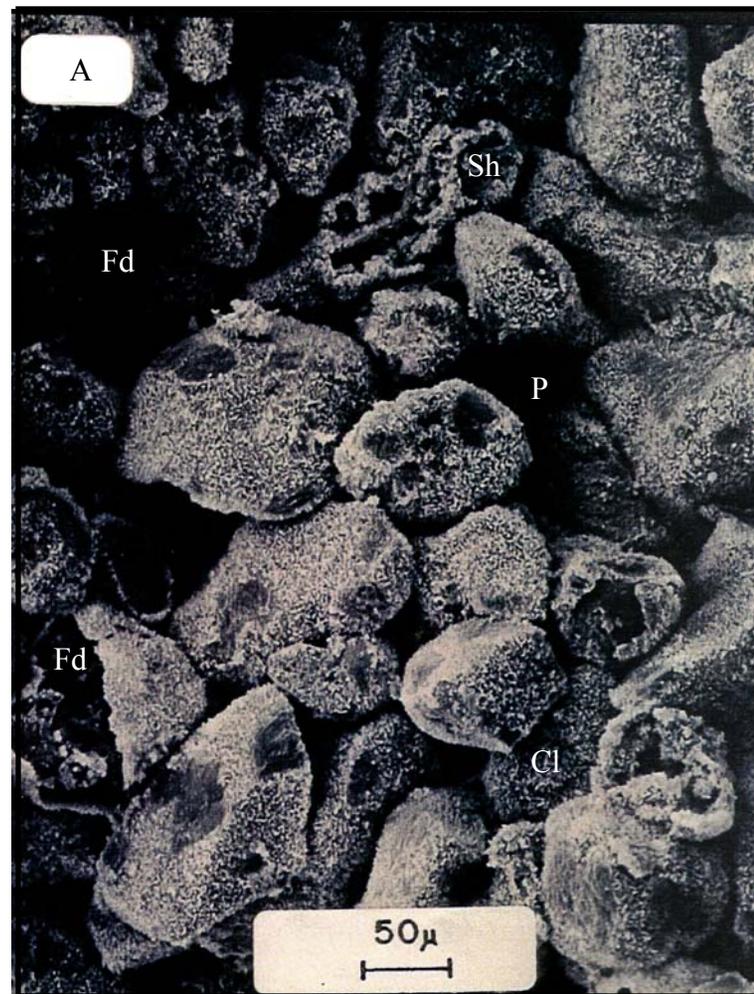
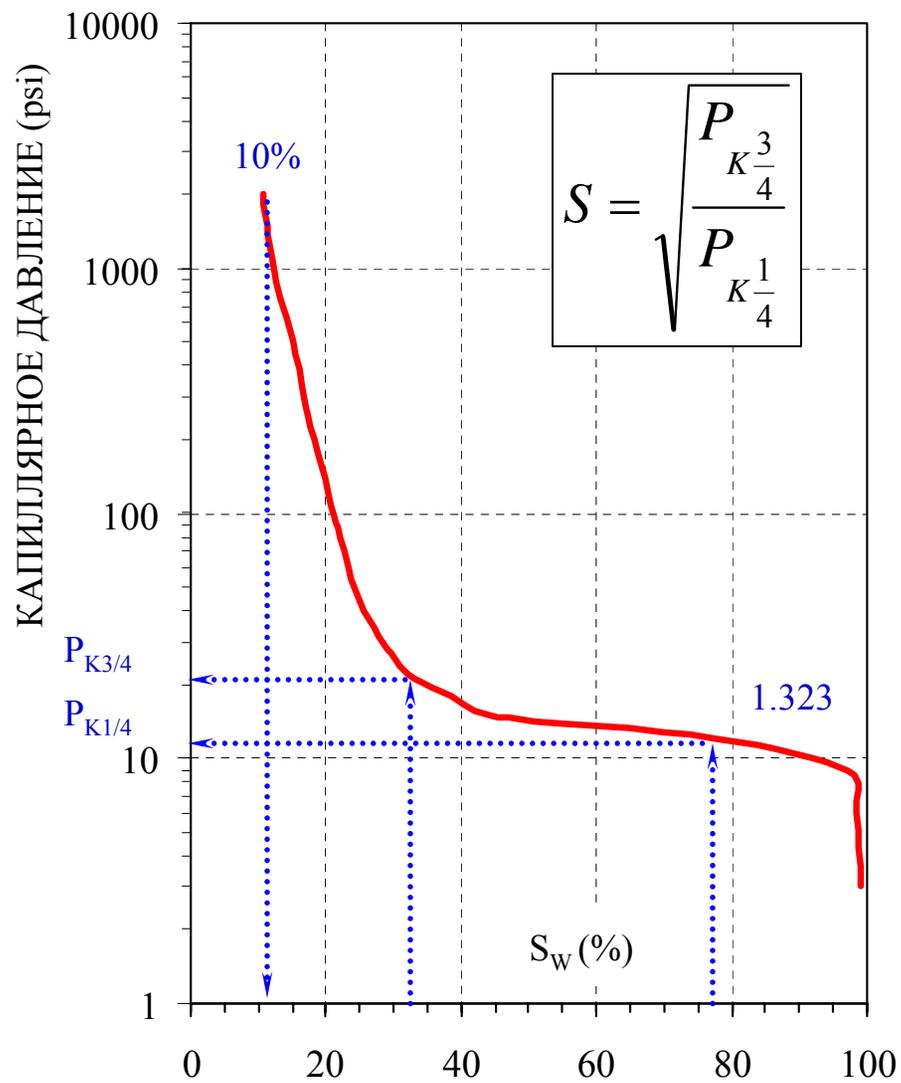


Рисунок 2.10а. Оценка коэффициента сортированности продуктивного песчаника месторождения Matagorda Island, 622/23 методом Дженигсона (Jennings J.B., 1987)

ОБРАЗЕЦ МІ622С3 13113С

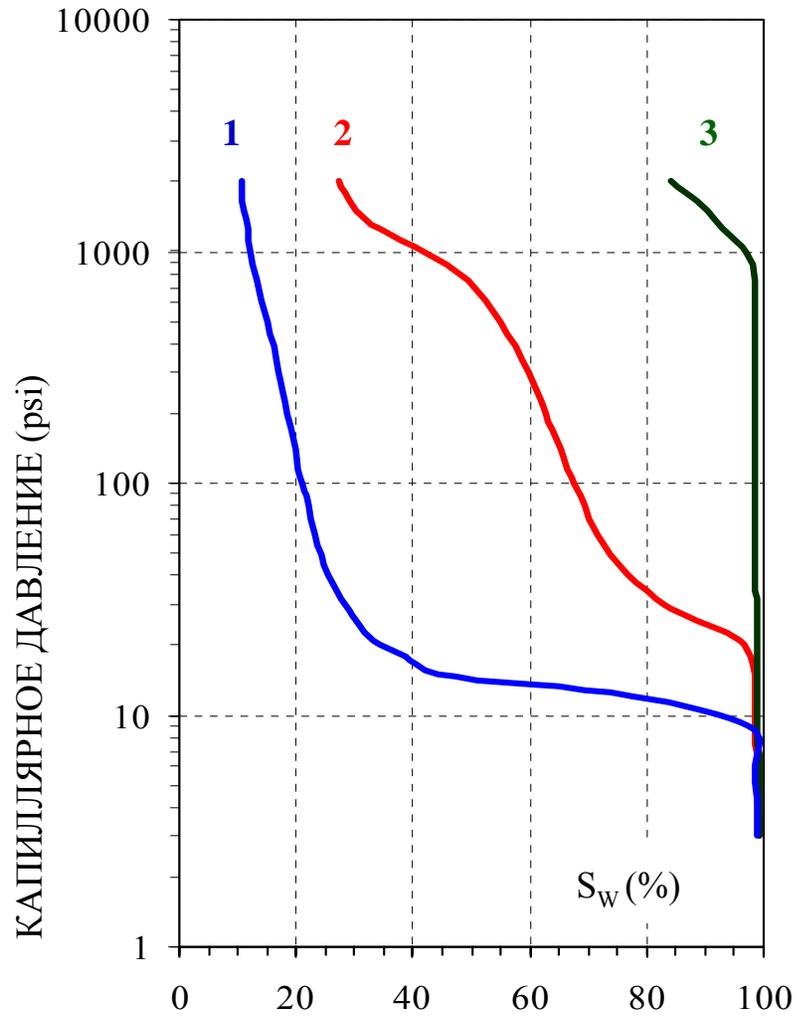


Рисунок 2.10в. Оценка коэффициента сортированности продуктивного песчаника месторождения Matagorda Island, 622/23 методом Дженигсона (*Jennings J.B., 1987*)

ОБРАЗЕЦ МІ487L2 15031

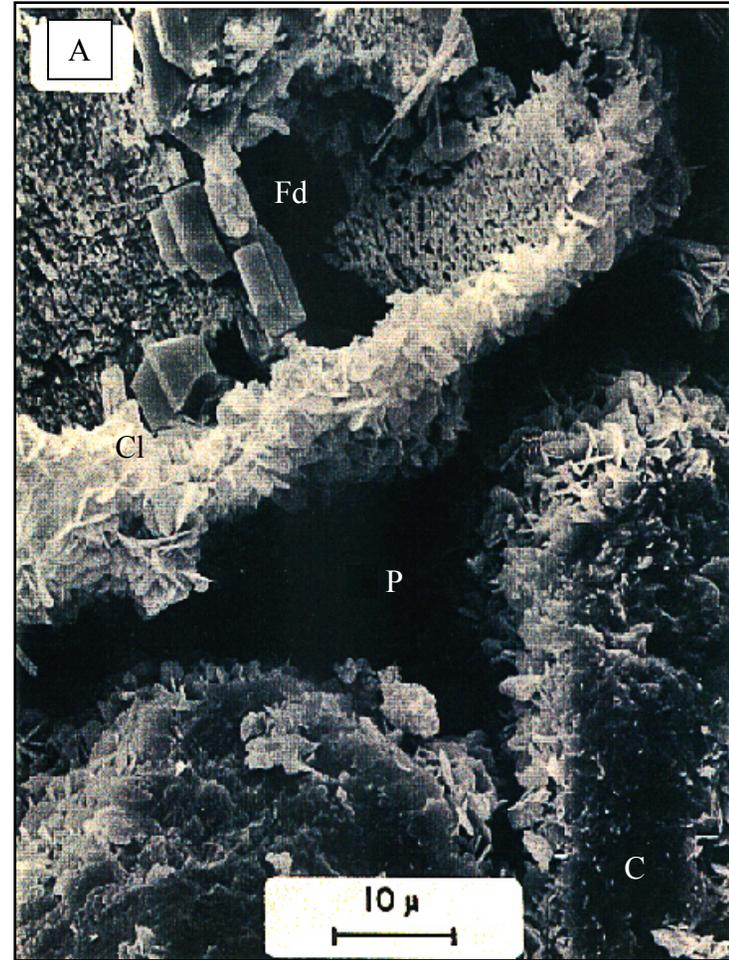
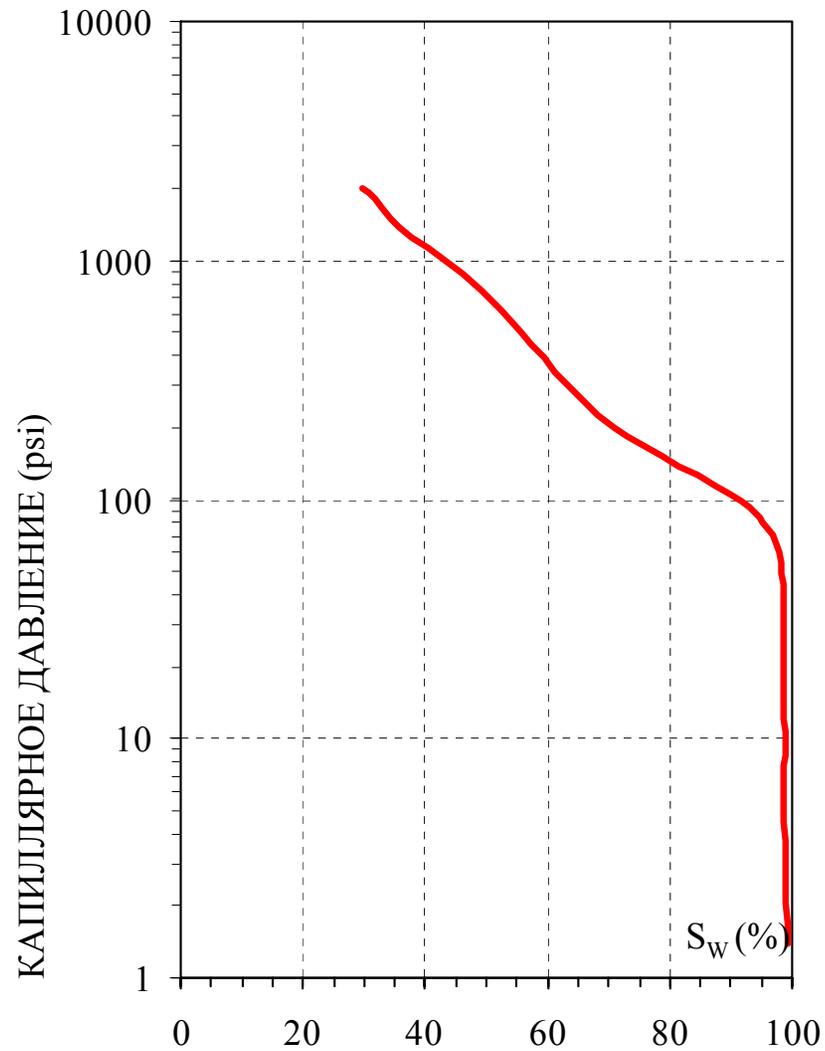


Рисунок 2.11. Оценка коэффициента сортированности продуктивного песчаника месторождения Matagorda Island, 487 методом Дженигсона (*Jennings J.B., 1987*)

Рисунок 2.14.

Восточно-Кальчинское месторождение, скв. № 80. Образец 30150 (10024), глубина 2596.95 м.

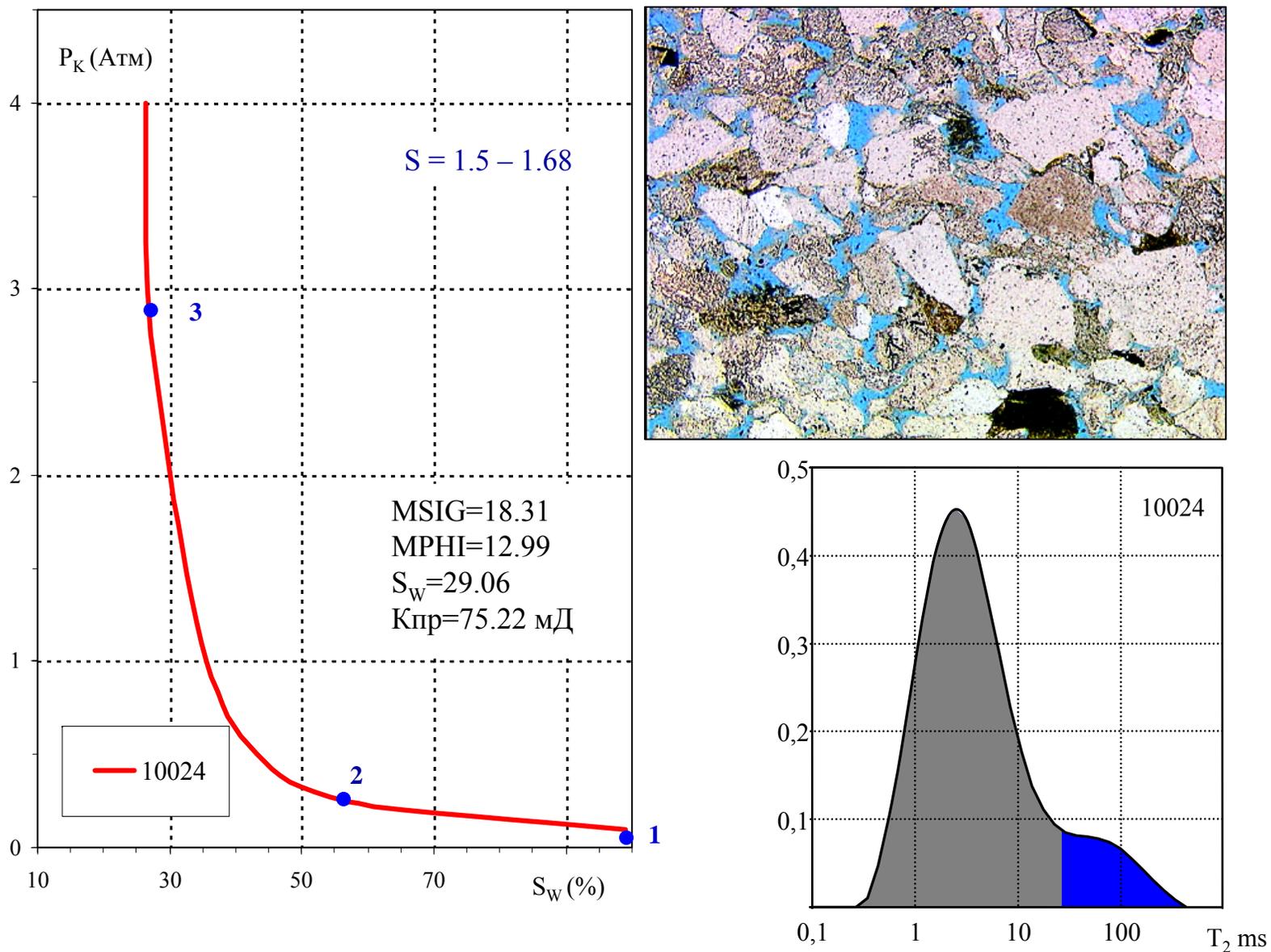


Рисунок 2.15

Восточно-Кальчинское месторождение, скв. № 80. Образец 30151 (10035), глубина 2605.40 м.

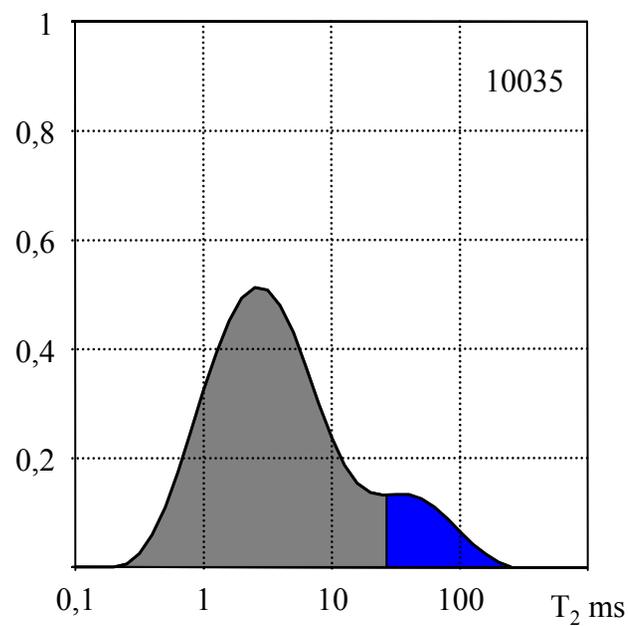
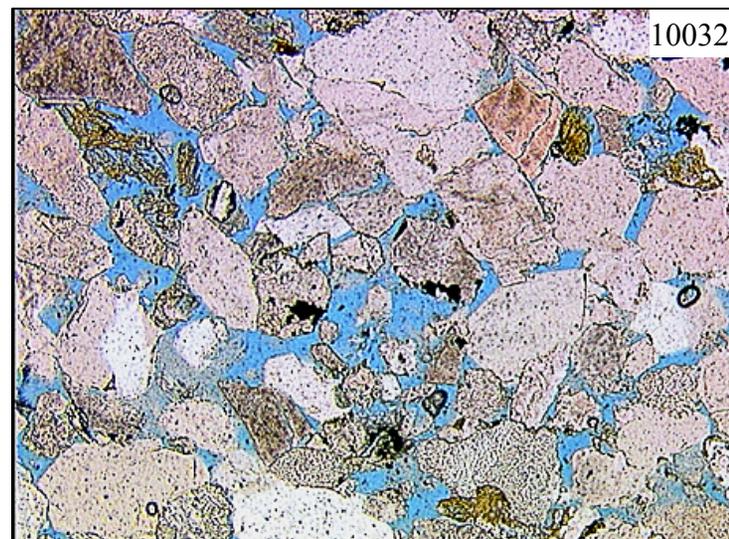
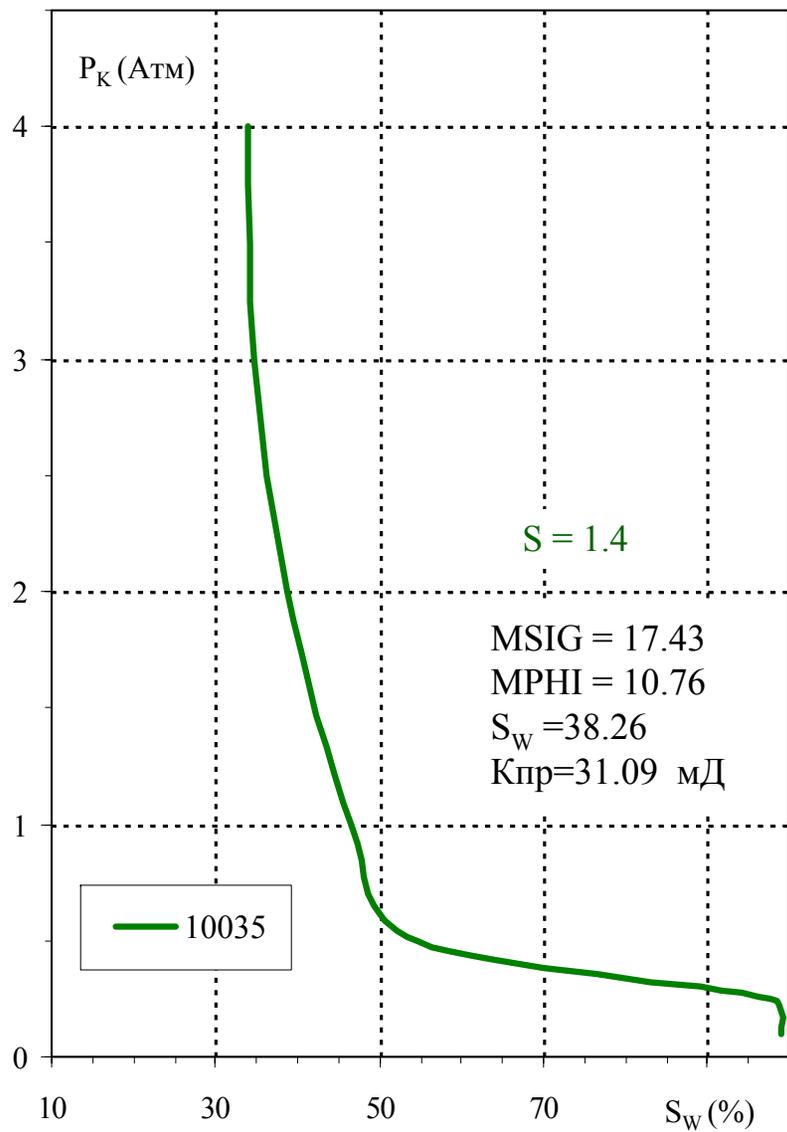
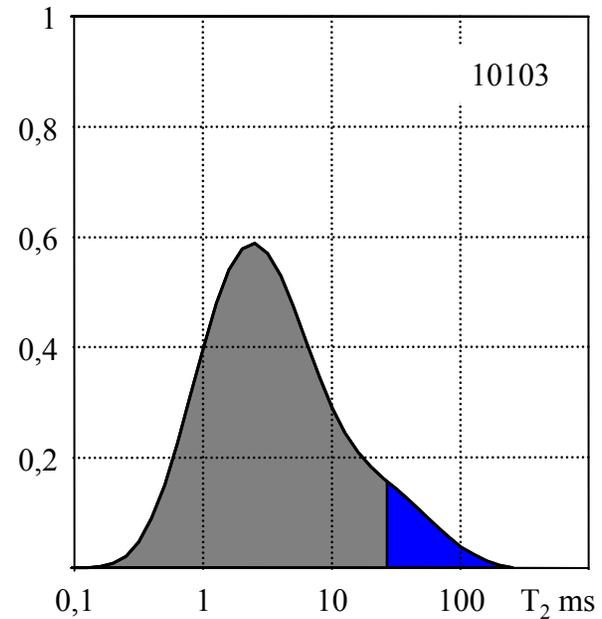
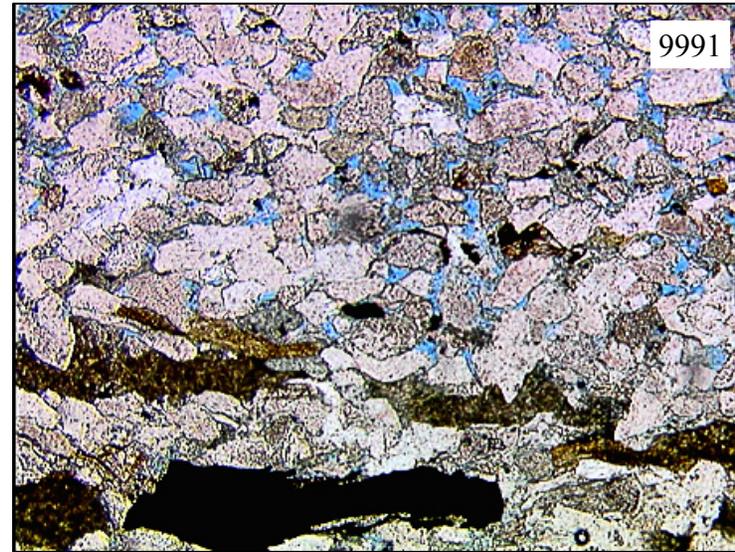
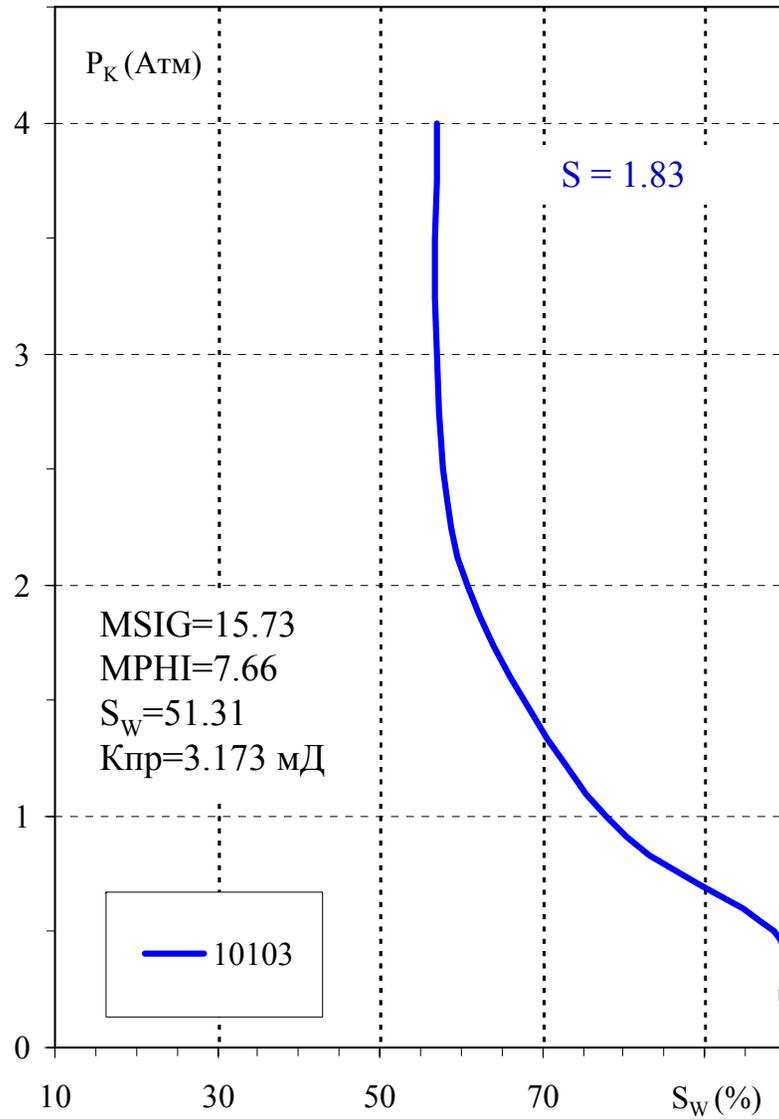


Рисунок 2.16

Восточно-Кальчинское месторождение. скв. № 80 Образец 30156 (10103), глубина 2637.75 м.



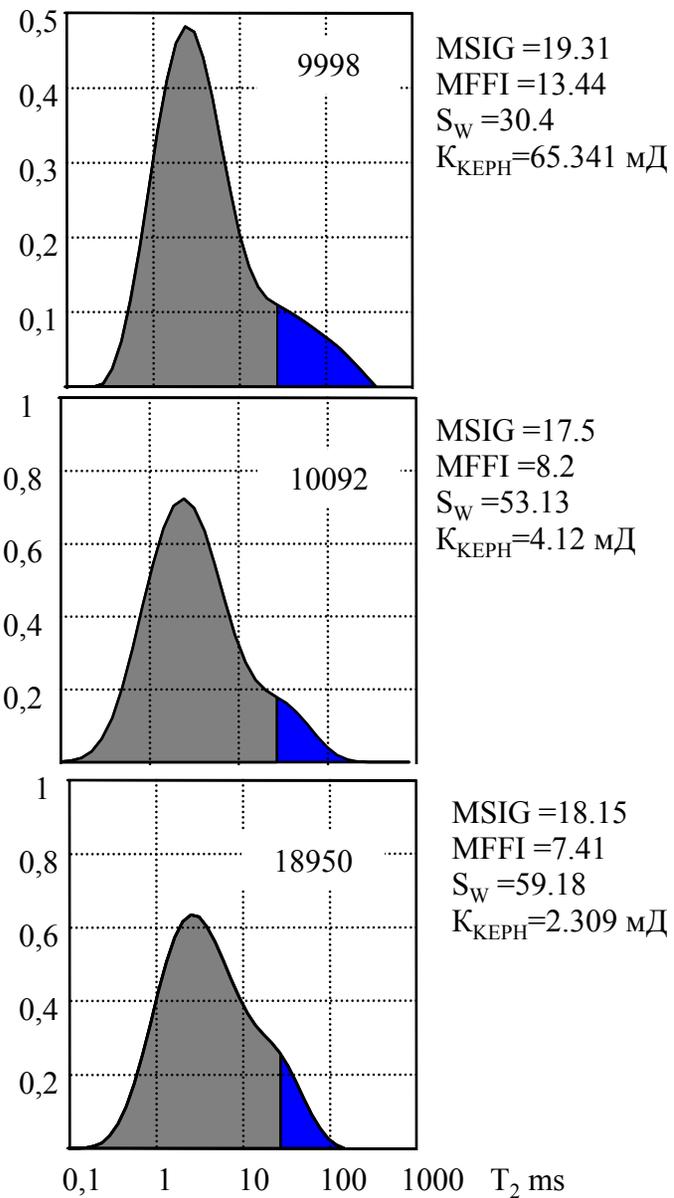
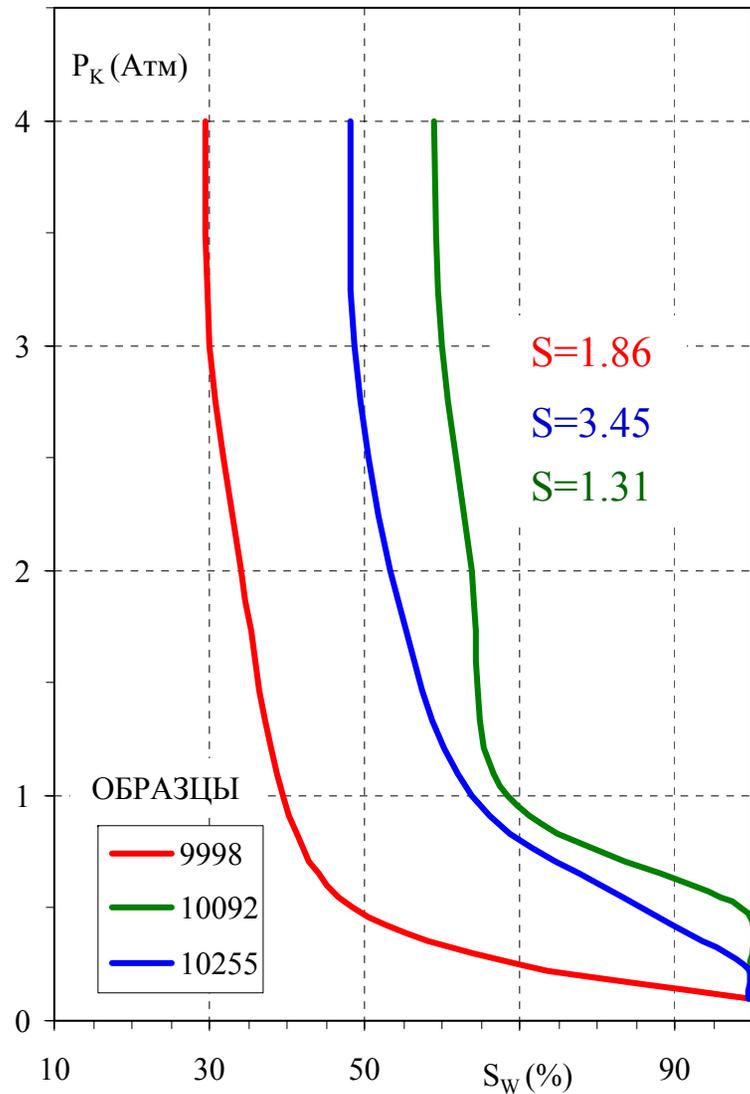


Рисунок 2.17 Выделение трех типов песчано-алевролитовых пород по размерам поровых каналов, и расчет коэффициента сортированности  $S$

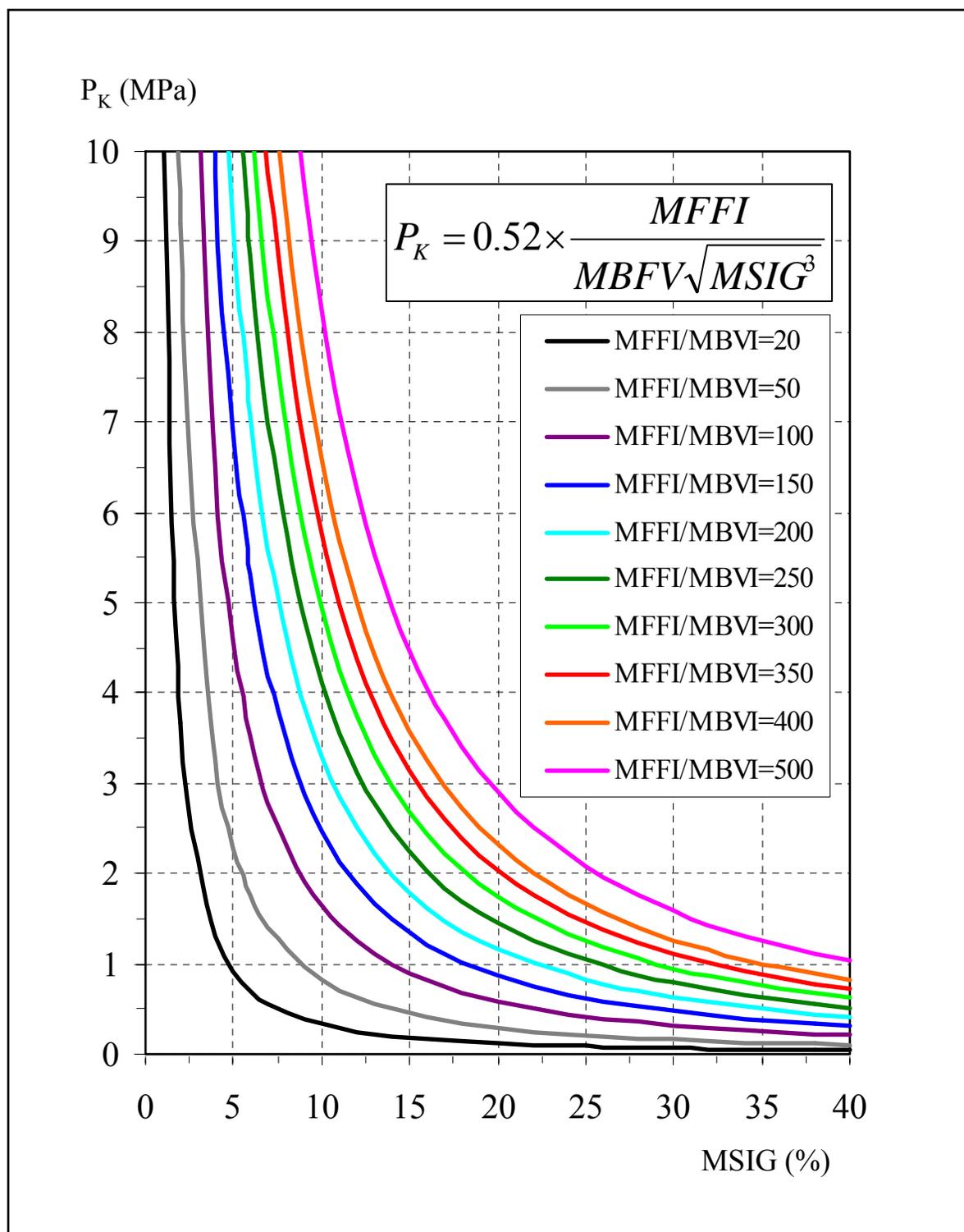


Рисунок 2.6.

Модифицированный график Ю.Я. Большакова (1995), показывающий связь капиллярного давления ( $P_K$ ) и суммарной (общей) ЯМР-пористости ( $MSIG$ ). Шифр кривых – отношение  $MFFI/MBVI$ , которое для терригенных пород неокома ( $K_1$ ) Западной Сибири пропорционально величине удельной поверхности.