

УДК. 550.832.44

Л.А. Успенская¹, Г.А. Калмыков², А.А. Беломестных³

УЧЕТ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПРИ ОЦЕНКЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ПАРАМЕТРАМ ВОЛНЫ СТОУНЛИ

Проанализирован литологический состав пород. Определены значения упругих модулей с учетом литологического состава. Описана методика и приведен пример расчета коэффициента проницаемости по параметрам волны Стоунли. Выполнено сравнение результатов расчета проницаемости по параметрам волны Стоунли с результатами, полученными другими методами. Сделан вывод, что применение предлагаемой методики позволяет дать теоретически обоснованный результат.

Ключевые слова: проницаемость, волна Стоунли, литологический состав, упругие модули, упругая модель среды.

The analysis of the lithological composition was carried out. Reservoirs elastic moduli were estimated with lithological composition account. The technique for permeability prediction according to the Stoneley wave parameters and calculation example are presented. The comparison of permeability calculation with proposed technique and other technologies is demonstrated. The application of the developed technique for permeability calculation provides theoretically proved outcomes.

Key words: permeability, Stoneley wave, lithological composition, elastic moduli, media elastic model.

Введение. Информация о проницаемости горных пород — один из ключевых параметров при освоении месторождений нефти и газа, в то же время это один из наиболее трудно определяемых параметров. Стандартные методы определения проницаемости, такие, как гидродинамические исследования скважин, испытание пластов, исследование керна и т.п., позволяют получить информацию о проницаемости только в нескольких точках скважины. Поэтому получение непрерывной кривой проницаемости весьма актуально. Наиболее часто непрерывную кривую проницаемости получают путем построения соответствующих зависимостей на основе данных изучения керна. Однако на поисковой стадии, особенно при исследовании малоизученных территорий, такие зависимости, как правило, отсутствуют. Использование же зависимостей с соседних месторождений, как показывает практика, не всегда корректно. Один из современных подходов при определении проницаемости межзерновых коллекторов — расчет по данным исследований методом ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) с применением общеизвестных моделей Вилли—Роуза (Willie—Rose), Тимура (Timur) и др. Если записи ЯМК нет, то в качестве альтернативы расчет проницаемости может быть выполнен на основании анализа параметров волны Стоунли. Именно этому подходу и посвящена наша работа.

Оценка проницаемости по параметрам волн Стоунли выполняется по материалам волнового аку-

стического каротажа (ВАК). В последние годы преобладают работы, в которых предлагается упрощенный алгоритм для определения проницаемости, представляющий собой нахождение разницы между расчетной и измеренной кривой волны Стоунли [Bala, 2010]. Но, как показывает практика, полученные значения могут служить лишь качественным критерием для выделения проницаемых зон и требуют дополнительных уточнений по данным изучения керна.

В процессе бурения при осадении на стенках скважины глинистых частиц или за счет проникновения фильтрата бурового раствора (промывочной жидкости) в поровое пространство образуется глинистая корка. При проникновении в пласт твердые частицы промывочной жидкости (п.ж) осаждаются в поровом пространстве и, таким образом, создают некий барьер (<0,05 мм), который может снизить проницаемость в 100–20 000 раз [Maksimov, Merkulov, 2002].

В 1997 г. разработана модель [Liu, Johnson, 1997], учитывающая влияние глинистой корки при определении проницаемости по параметрам волны Стоунли. Другие исследователи [Kimball, Endo, 1998] использовали эту модель и предложили мультичастотный метод инверсии для расчета параметра проницаемости. Кроме того, входные параметры этой модели — упругие модули (объемный модуль, K ; сдвиговый модуль, μ) минералов или их ассоциаций. Очевидно, что в случае мономинеральной породы с пренебрежимо малым содержанием глинистого вещества определить искомые

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра сейсмометрии и геоакустики, аспирантка; *e-mail:* lyuda_msu@mail.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. с., канд. техн. н.; *e-mail:* gega64@mail.ru

³ ГПБ «Нефтегаз Сервисиз Б.В», управление геологии и разработки, гл. специалист; *e-mail:* regnix@rambler.ru

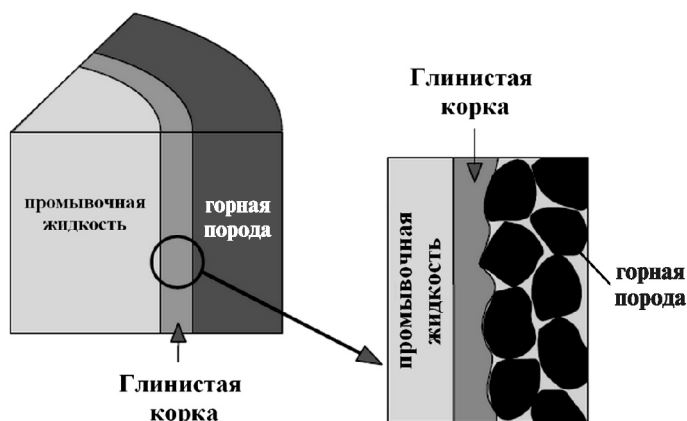


Рис. 1. Модель глинистой корки, по [Endo, 2006]

модули не составляет труда. Увеличение же объемного содержания глинистого материала приводит к тому, что задача определения упругих модулей матрицы породы существенно осложняется. В такой ситуации может помочь построение акустической модели среды на основе теории эффективных сред. Применение подобной модели, в частности широко используется для определения эффектов от влияния флюидов, литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств на упругие свойства горных пород.

Таким образом, основная цель нашей работы — уточнение методики расчета входных параметров для расчета проницаемости за счет 1) создания объемной петрофизической модели (расчет объемного содержания компонентов матрицы, пористости, насыщения); 2) построения упругой модели среды и ее верификации (моделирование на ее основе упругих свойств с привлечением объемной петрофизической модели); 3) расчета кривой проницаемости на основе созданной упругой модели среды.

Объект исследований — нефтяное месторождение в Западной Сибири, коллекторы которого представлены полимиктовыми (кварц-полевошпатовыми) песчаниками, алевролитами и их переходными разновидностями, содержащими различное количество глинистого материала.

Модель среды, в которой происходит распространение волн, характеризуется конфигурацией внутреннего пространства скважины, состоящего из упругого пластичного слоя глинистой корки с внешним (r_1) и внутренним (r_2) радиусом и расположенного между промывочной жидкостью и горной породой (рис. 1).

Возникновение волны Стоунли можно объяснить следующим образом: на низких частотах скважину можно рассматривать в качестве узкой трубы, и какой бы излучатель не создавал в ней гармоническое акустическое поле, на некотором расстоянии от излучателя будет распространяться одномерная (параметры зависят только от расстояния от источника z и времени t) волна с плоским фронтом, практически перпендикулярным стенке трубы. Поскольку радиальные смещения в волне Стоунли невелики (рассеяние

энергии в породе минимально), то волна распространяется на большое расстояние вдоль оси z с малым затуханием. Если пласт проницаем, то расхождение фронта и фильтрация жидкости из областей сгущения в пласт и из пласта в области разрежения, соответствующее возникновению продольной волны 2-го рода, приводит к заметному снижению амплитуды волны Стоунли. На этом явлении основано выделение проницаемых пластов [Горбачев, 1990].

Методика расчета проницаемости, предлагаемая нами, включала следующие этапы: 1) интерпретацию данных геофизических исследований скважин (ГИС), т.е. расчет объемного содержания компонентов матрицы, пористости, насыщения; 2) определение плотности и упругих модулей пластовых флюидов по методике [Batze, Wang, 1992]; 3) моделирование упругих свойств на основе аппроксимирующей модели Шу—Вайта [Mavko et al., 2009]; 4) определение проницаемости флюида ($K_{пр}$) на основе данных работы [Endo, 2006] с учетом упругой модели среды.

Интерпретация данных ГИС. Моделирование акустических свойств среды с применением теоретических моделей подразумевает в качестве входных данных не только пористость, но и объемное содержание компонентов матрицы во всем интервале исследования.

На основе анализа данных исследований керна оказалось достаточно ограничиться двухкомпонентной моделью породы, состоящей из песчаника и глины. Для учета влияния каждого компонента горной породы на измеряемые физические параметры с целью максимально точно определить фильтрационно-емкостные свойства горной породы, нами построена объемная петрофизическая модель. Для создания этой модели потребовалось рассчитать объемное содержание компонентов матрицы, общую пористость (K_p), коэффициенты водо- и нефтенасыщенности (K_v , K_n).

Расчет выполняли в программном комплексе PowerLog с применением детерминистического подхода. Полимиктовый состав песчаников обуславливает неинформативность интегральной модификации гамма-метода для оценки объемной глинистости, поэтому для решения этой задачи применяли комплексирование методов нейтронного каротажа (НК), гамма-гамма-каротажа плотностной модификации (ГГК-п) и метода собственных потенциалов (ПС). На графике нейтронного и плотностного каротажа выбирали две опорные точки в чистой неглинистой породе, которые определяют «линию песков» и одно значение в опорной глинистой породе, через которую проходит «линия глин», параллельная «линии песков». Линии постоянных значений объемной глинистости идут параллельно этим линиям на удалении, пропорциональном расстоянию между «линией песков» и «линией глин». Величину объемной глинистости по обозначенным методам определяли по общеизвестным уравнениям, причем в качестве верхнего

предела задавали величину объемной глинистости, равную 70%.

Коэффициент пористости K_n вычисляли по данным метода объемной плотности и с использованием расчетных кривых глинистости:

$$K_{п.гил} = \frac{(\rho_{ск} - \rho)}{(\rho_{ск} - \rho_{фл})} - K_{гл} \frac{(\rho_{ск} - \rho_{гл})}{(\rho_{ск} - \rho_{фл})} + K_{гл} \frac{(\rho_{сух.гл} - \rho_{гл})}{(\rho_{сух.гл} - \rho_{фл})}, \quad (1)$$

где $\rho_{ск}$ — плотность скелета, $\rho_{фл}$ — плотность флюида (1 г/см^3), ρ — измеренная плотность, $\rho_{гл}$ — плотность влажных глин, $K_{гл}$ — коэффициент глинистости, $K_{п.гил}$ — общая пористость глин (определяется по ГИС).

(Данные, полученные акустическим методом, при определении пористости не использовали, так как моделирование акустических свойств на основе параметров, определенных из этих же свойств, делает моделирование бессмысленным.)

Моделирование упругих свойств среды проводили в модуле RPM (Rock Physics Module) программного комплекса PowerLog. Подобные модели упругих свойств используются для исследований, требующих разделения эффектов от влияния флюидов и литологического состава на упругие свойства горных пород.

Для моделирования мы приняли аппроксимирующую модель Шу–Вайта [Mavko et al., 2009], на наш взгляд, адекватно отражающую геолого-геофизические особенности месторождения и неоднократно опробованную нами на различных нефтяных месторождениях Западной Сибири. Основной критерий модели — различие в геометрии пор для каждого компонента породы. Параметр, определяющий форму пор, — отношение короткого радиуса поры к ее длинному радиусу (α). Так, порода с вытянутыми порами менее жесткая (небольшие значения α), чем порода с порами сферической формы (высокие значения α). Типичные значения α для песчаников составляют 0,1–0,15, для глин — 0,02–0,05 [Mavko et al., 2009]. Значения α варьируют на разных месторождениях.

Отметим, что поскольку нам была предоставлена исчерпывающая информация о свойствах пластовых флюидов, температурном режиме залежи, пластовом давлении и т.д., задача существенно упростилась, поскольку число параметров, имеющих степень свободы (т.е. параметры, значения которых могут изменяться), значительно сократилось (табл. 1). Эти параметры в дальнейшем использовались при расчете упругих модулей флюида согласно методике [Batzle, Wang, 1992].

Таблица 1

Информация о термобарических условиях пласта и свойства пластовых флюидов

Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность нефти, г/см ³	Удельный вес газа	Минерализация пластовой воды, г/л
25,00	85,00	25,00	0,89	0,75	30,00

Моделирование упругих свойств среды выполняли в скважине, отобранной по принципу полноты выполненного комплекса ГИС в пределах изучаемого интервала, в том числе в ней выполнен комплекс ВАК. Привлечены также результаты петрофизической интерпретации объемного содержания глинистого вещества ($K_{гл}$), объемного содержания песчаника ($K_{песч}$), общей пористости (K_n), значения коэффициентов водо- и нефтенасыщенности (K_v , K_n). В результате были подобраны значения упругого модуля для каждого компонента породы (табл. 2).

Таблица 2

Параметры петроупругой модели пласта

Литотип	α	Плотность, г/см ³	Объемный модуль сжатия, ГПа	Объемный модуль сдвига, ГПа
Глина	0,06	2,7	12,69	29,34
Песчаник	0,12	2,65	31,52	53,99

Критерий качества подобранных параметров — сопоставление измеренных и смоделированных кривых акустических методов (рис. 2, 3).

Расчет проницаемости горной породы можно выполнить несколькими способами: 1) с помощью зависимости проницаемость–пористость, полученной по данным исследований ядра согласно подсчету запасов (ПЗ) [Паукова, Шакирзянов, 2010]; 2) по упрощенному алгоритму нахождения разницы между расчетной и измеренной кривой волны Стоунли [Bala, 2010]; 3) по методике [Endo, 2006] с учетом петроупругой модели среды.

Очевидно, что первые два способа наиболее просты в исполнении, но первый требует хорошей статистической выборки, которая не всегда есть, а второй не несет дополнительной информации о природе наблюдаемого явления. Учет же литологического состава требует высокого качества входных параметров и значительных затрат времени. Тем не менее конечный результат более точный и лучше теоретически обоснован.

Технология расчета проницаемости подробно изложена в работе [Endo, 2006]. Параметры упругой модели среды непосредственно использовали для расчета параметров медленной волны Био (угловая частота и волновое число) и модуля сдвига минералов, слагающих породы ($M_{мин}$), в соответствии с методикой [Endo, 2006]. Качество расчетной кривой проницаемости оценивали путем ее сопоставления с кривой, рассчитанной по зависимости $K_{пр} = f(K_n)$, полученной по данным исследования ядра.

Расчет проницаемости горной породы состоит из следующих этапов:

1) определение коэффициента диффузии медленной волны Био:

$$K_d = \frac{K_{пр} K_{п.ж}}{\eta K_n}, \quad (2)$$

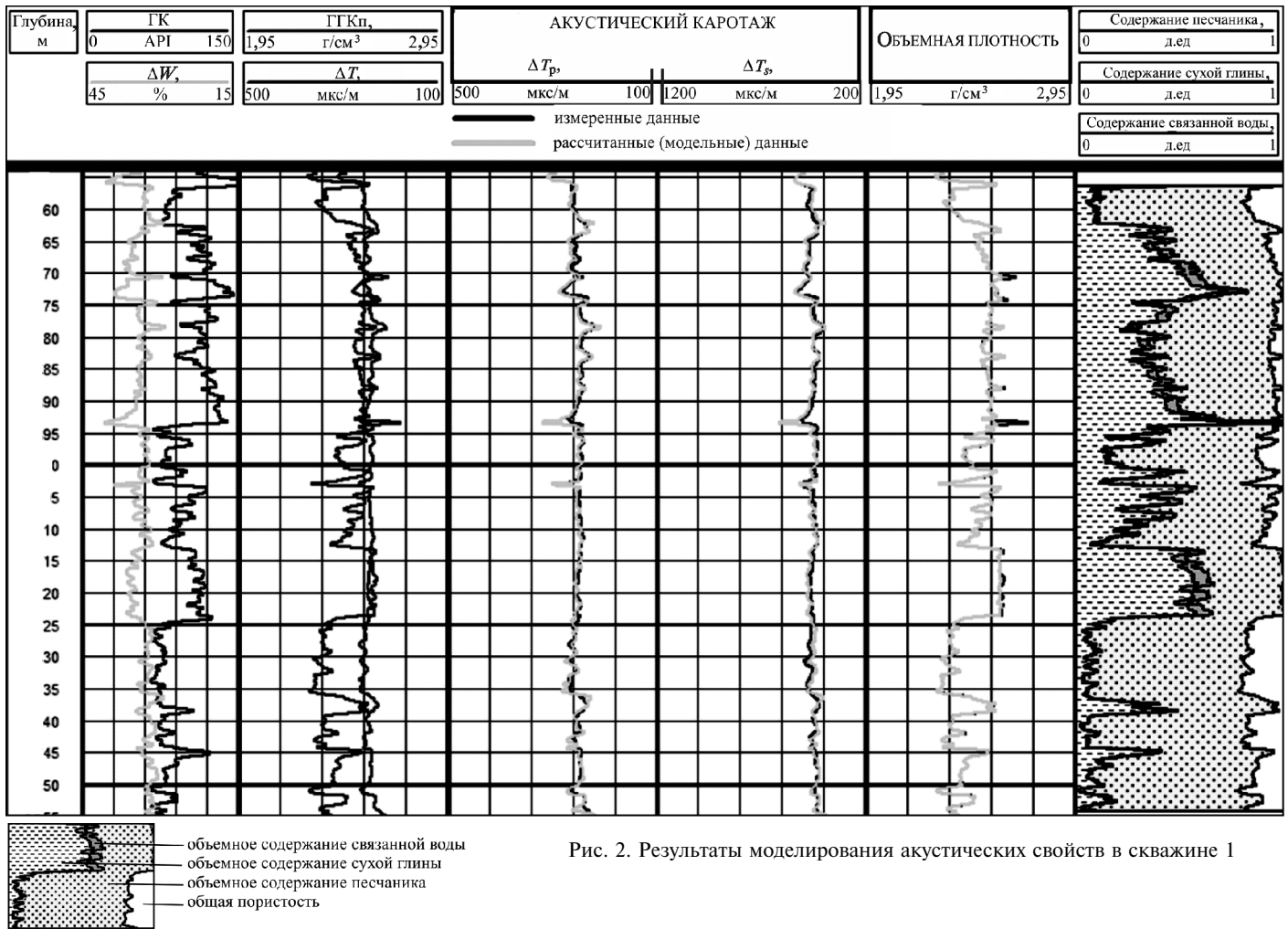


Рис. 2. Результаты моделирования акустических свойств в скважине 1



Рис. 3. Сопоставление измеренной и модельной кривых упругих свойств в скважине 1

где K_d — коэффициент диффузии медленной волны Био, $K_{пр}$ — коэффициент проницаемости, $K_{п.ж}$ — модуль сдвига промывочной жидкости, η — вязкость пластового флюида, K_p — общая пористость;

2) определение волнового числа медленной волны Био [Mavko et al., 2009]:

$$k_{c2} = \sqrt{i\omega/K_d}, \quad (3)$$

где k_{c2} — волновое число медленной волны Био, ω — угловая частота;

3) определение добавочной составляющей жесткости:

$$W(\omega) = -\frac{\eta K_d k_{c2} H_0^1(k_{c2} r_2)}{K_{пр} H_1^1(k_{c2} r_2)}, \quad (4)$$

где W — добавочная частотно-зависимая составляющая жесткости; H_0^1 , H_1^1 — функции Ханкеля нулевого и первого порядка соответственно;

4) расчет доли глинистой корки в скважине:

$$f_c = 1 - r_2^2/r_1^2, \quad (5)$$

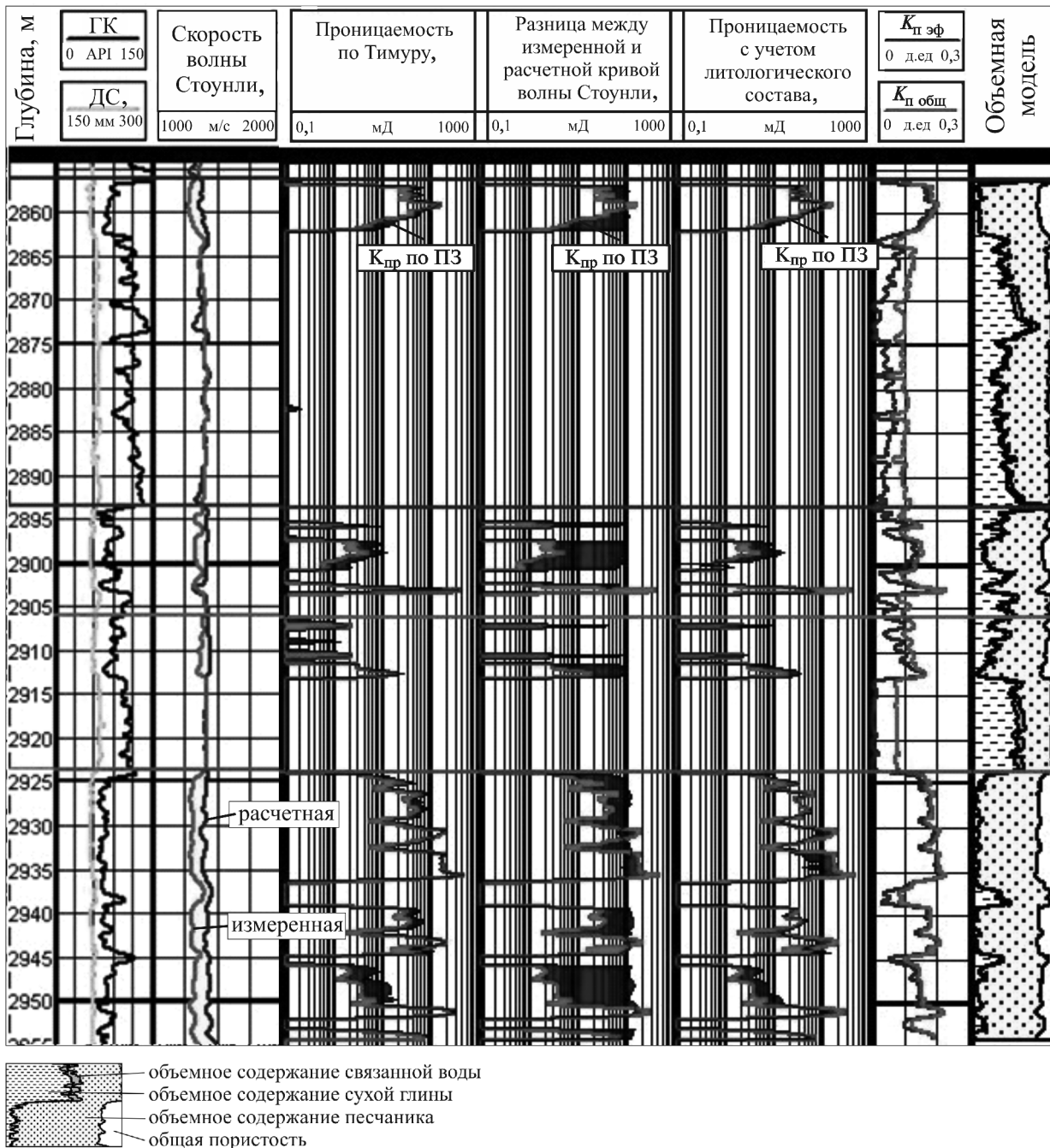


Рис. 4. Результат расчета проницаемости ($K_{пр}$) в скважине 1 (черное — разница между значениями $K_{пр}$ по подсчету запасов и $K_{пр}$, рассчитанными другими методами)

где f_c — доля глинистой корки в скважине, r_1 и r_2 — внутренний и внешний радиусы глинистой корки соответственно;

5) расчет модуля сдвига породы и глинистой корки:

$$M = \frac{M_{мин} (\lambda + 2\mu) + f_c (\lambda + \mu) (M_{мин} - \mu)}{\lambda + 2\mu + f_c (M_{мин} - \mu)}, \quad (6)$$

где M — модуль сдвига пород и глинистой корки; λ , μ — коэффициенты Ламе глинистой корки; $M_{мин}$ — модуль сдвига минералов, слагающих породы (определяли согласно петроупругой модели);

б) расчет проницаемости горной породы осуществляется путем подстановки уравнений (2–6) в уравнение (7):

$$k(\omega)^2 = \frac{\frac{1}{K_{п.ж}} + \frac{1}{M_{ск}} + \frac{1}{W_{г.л.к}} + \frac{1}{W r_2^2}}{(1 - f_c) M_{мин}^2} \left[M_{мин} - f_c \left[(\lambda + \mu) / (\lambda + 2\mu) \right] (M_{мин} - \mu) \right]^2, \quad (7)$$

где $\rho_{п.ж}$, $K_{п.ж}$ — плотность и модуль сдвига промывочной жидкости соответственно, $W_{г.л.к}$ — модуль сжатия

глинистой корки. Результаты расчета приведены на рис. 4.

Ограничения в использовании приведенной технологии расчета следующие: 1) методика предназначена только для терригенного разреза, 2) подвижность флюида должна изменяться в пределах 10–1000 мД/с, 3) предпочтительная частота измерений волны Стоунли находится в диапазоне 1–5 кГц, 4) пористость должна превышать 10% [Endo, 2006].

Заключение. Сравнение расчетной кривой с кривой, полученной по зависимости, построенной по результатам керна и проницаемости по модели Тимура, показывает хорошую сходимость.

Кривая проницаемости, полученная по упрощенному алгоритму нахождения разницы между рас-

четной и измеренной кривой волны Стоунли, менее детально отражает изменение проницаемости по разрезу, а также существенно отличается значениями $K_{пр}$, определенными по зависимости, построенной по данным анализа керна. Расчет прост в исполнении, но не несет дополнительной информации о разрезе, ее можно использовать лишь для оценки искомого параметра на качественном уровне.

Учет литологического состава пород при расчете проницаемости при соответствующем подходе способен дать более достоверный и теоретически обоснованный результат, а также дополнительную информацию об интервалах с малым выходом керна. Однако его реализация требует высокого качества входных данных и приложения значительных усилий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. М.: Недра, 1990.

Паукова Н.Н., Шакирзянов Л.Н. Пересчет запасов нефти и растворенного газа, и ТЭО КИН Усть-Тегусского месторождения Урненского и Усть-Тегусского лицензионных участков. Тюмень, 2010.

Bala M.J. Can we determine permeability with the Stoneley wave slowness from acoustic full waveform // 72th EAGE Conf. & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010. EAGE. Barcelona, 2010.

Batzle M., Wang Z. Seismic properties of pore Fluids // Geophys. 1992. Vol. 57. P. 1396–1408.

Endo T. Evaluation of formation permeability from borehole Stoneley waves // J. of Geography. 2006. Vol. 115. P. 383–399.

Kimball C.V., Endo T. Quantitative Stoneley mobility inversion // Expand. Abstr. 68th SEG Ann. Conf. and Exhibition. Society Exploration Geophys. New Orleans, 1998.

Liu H.L., Johnson D.L. Effects of an elastic membrane on tube waves in permeable formations // J. Acoustic Soc. Amer. 1997. Vol. 101. P. 3322–3329.

Maksimov G.A., Merkulov M.E. Effect of a mudcake on the propagation of Stoneley waves in a borehole // Acoustical Phys. 2002. Vol. 48, N 2. P. 187–200.

Mavko G., Tapan M., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook. Cambridge University Press, 2009.

Поступила в редакцию
06.10.2011