

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НЕКОТОРЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРОВ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ В ИЗВЕСТНЯКОВО-МЕРГЕЛЬНЫХ ТОЛЩАХ

В. М. Сеидов, Е. Т. Алибекова

Methods to evaluate some reservoir characterization by means of the geophysical data in the strata of limestone and marl

V. M. Seidov, E. T. Alibekova

As we know, the main goal of interpreting the materials of well logging, including the allocation of collectors and assessment of their saturation, are successfully achieved when the process of interpretation has a strong methodological support. This means, that it is justified by the necessary interpretational models and effective instructional techniques are used. They are based on structural and petrophysical models of reservoirs of the section investigated. The problem of studying the marl rocks with the help of the geophysical methods is not worked out properly. Many years of experience of studying limestone and marl rocks has made it possible to justify the optimal method of data interpretation of geophysical research wells in carbonate sections, which was represented by limestone and marl formations. A new method was developed to study marl rocks. It includes the following main studies: detection of reservoirs in the carbonate section according to the materials of geophysical studies of wells; determination of the geophysical parameters of each reservoir; assessment of the quality of well logging curves; introduction of amendments; selection of reference layers; the calculation of the relative double differencing parameters; the involvement of core data; identifying the lithological rock composition; the rationale for structural models of reservoirs; the definition of the block and of the total porosity; determination of argillaceous carbonate rocks; determination of the coefficient of water saturation of formations based on the type of the collector; setting a critical value for effective porosity, etc. This method was applied in the Eocene deposits of the Interfluvium of the Kura and Iori, which is a promising object of hydrocarbons in Azerbaijan. The following conclusions have been made: this methodology successfully solves the problem of petrophysical characteristics of marl rocks; bad connection is observed between some of the reservoir parameters and permeability of the Eocene rocks in the Interfluvium of the Kura and Iori; the presence of marl rocks in this region complicates the structural model; testing leads to deterioration of the filtration properties of reservoirs etc.

Keywords: marl; rocks; manifold; curves; porosity; logging; formation; method.

Как известно, основные задачи интерпретации материалов ГИС (геофизические исследования скважин), в том числе выделение коллекторов и оценка характера их насыщения, успешно решаются, когда процесс интерпретации имеет надежное методическое обеспечение, т. е. обоснованы необходимые интерпретационные модели и используются эффективные методические приемы, основанные на структурных и петрофизических моделях коллекторов исследуемого разреза. Проблема исследования мергельных пород геофизическими методами разработана слабо. Многолетний опыт изучения известняково-мергельных пород позволил обосновать оптимальную методику интерпретации данных геофизических исследований скважин карбонатных разрезов, представленных известняково-мергельными образованиями. Для исследования мергельных пород разработана новая методика. В нее входят следующие основные исследования: выделение коллекторов в карбонатном разрезе по материалам геофизических исследований скважин; определение величины геофизических параметров каждого пласта; оценка качества кривых каротажа; введение поправки; выделение опорных пластов; расчет относительных двойных разностных параметров; привлечение керновых данных; определение литологического состава пород; обоснование структурной модели коллекторов; определение блоковой и общей пористости; определение глинистости карбонатных пород; определение коэффициента водонасыщенности пластов, исходя из типа коллектора; установление критического значения эффективной пористости и т. д. Методика применена в эоценовых отложениях Междуречья Куры и Иори, являющихся перспективным объектом углеводорода в Азербайджане. Сделаны следующие основные выводы: методика успешно решает проблему изучения петрофизических характеристик мергельных пород; между некоторыми коллекторскими параметрами и проницаемостью в эоценовых породах Междуречья Куры и Иори наблюдается плохая связь; в рассматриваемом регионе присутствие мергельных пород усложняет структурную модель; опробование приводит к ухудшению фильтрационных свойств пластов-коллекторов и т. д.

Ключевые слова: мергель; породы; коллектор; кривые; пористость; каротаж; пласт; метод.

Методика этапов обработки материалов
Обработка материалов проводится по следующим этапам:

- исследуемый разрез по всему интервалу (без пропусков) разбивается на пласты по комплексу каротажных кривых;
- со всех кривых снимаются значения каротажа для каждого выделенного пласта;
- проводится предварительная оценка качества кривых каротажа, и в случае плохого качества отдельных диаграмм они далее не участвуют в обработке;
- в кажущиеся значения каротажа вводятся поправки на влияние скважинных условий измерения (диаметра скважины, удельного веса глинистого раствора и его сопротивления), ограниченной мощности пластов, зон проникновения раствора в пласт и другие факторы;

- выбираются опорные пласты для методов ГК (гамма-каротаж), НГК (нейтронный гамма-каротаж) и СП (скважинная поляризация);
- производится расчет относительных двойных разностных параметров для методов ГК и НГК;
- по комплексу кривых каротажа с привлечением керновых данных определяется литологический состав пород;
- перед определением коллекторских свойств (пористости, глинистости) известняково-мергельных пород и сопутствующих им в исследуемом районе литотипов необходимо обосновать структурные модели коллекторов, определяющих выбор методических приемов (методики) интерпретации данных ГИС;
- определение блоковой и общей пористости производится по данным методов ГИС;
- глинистость карбонатных пород эоцена определяется двумя способами;
- эффективная пористость известняково-мергельных пород определяется путем введения поправок за глинистость (нерастворимый остаток) и остаточное нефтенасыщение в значении выбранной общей пористости, полученной по данным НГК, НК (нейтрон-нейтронный каротаж), ГК-П (гамма-гамма-каротаж, плотностномер) или пар методов АК (акустический каротаж)–НГК и др.;
- с помощью качественных и полуколичественных методов интерпретации материалов ГИС выделяются коллекторы в карбонатном разрезе и оценивается характер их насыщения;
- для выделенных нефтенасыщенных объектов вводятся поправки на влияние остаточного нефтенасыщения в зоне проникновения пластов в значение пористости, определенной по данным микропового и других методов электрического каротажа, а также акустического каротажа;
- производится оценка вторичной, кавернозной и трещинной пористости;
- по данным об общей, блоковой, кавернозной и трещинной пористостях определяется тип исследуемого коллектора;
- определяется коэффициент водонасыщенности пластов исходя из типа коллектора;
- устанавливаются критические значения эффективной пористости для нефтенасыщенных пластов-коллекторов различного типа и литологического состава;
- на заключительном этапе интерпретации используются критические значения пористости.

Таблица 1. Геофизическая характеристика эоценовых пород площадей Центрального и Западного Азербайджана.

Литология	Удельное сопротивление, Ом · м	Диаметр скважины	АК, мкс/м	ГК, мкР/ч	НГК, усл. ед.
Известняк	19–50	Номинальный	170–260	4,3–7,1	1,32–3,22
Мергель	2,9–30	Номинальный или увеличенный	170–330	4,3–10,5	1,08–2,54
Туфогенные породы	2,5–12	Номинальный или увеличенный	190–330	7,25–10,8	1,1–2,44
Глины	0,6–3,0	Увеличенный	300–520	4,6–10,9	1,08–1,89
Песчано-алевроли- товые породы	1,0–40	Номинальный или увеличенный	225–340	4,0–10,5	1,1–2,6

Применение метода

Исследуемый разрез по всему интервалу (без пропусков) разбивается на пласты по комплексу каротажных кривых.

Со всех кривых снимаются значения каротажа для каждого выделенного пласта. По одной из кривых каротажа, выбранной в качестве базисной, определяются глубины подошвы и кровли пластов и их мощности. Все эти данные заносятся в специальную таблицу, там же приводятся данные о скважине. В определенные колонки таблицы заносятся также данные по литологическому описанию керна.

Проводится предварительная оценка качества кривых каротажа, и в случае плохого качества отдельных диаграмм они далее не участвуют в обработке.

В кажущиеся значения электрического каротажа вводятся поправки на влияние скважинных условий измерения ограниченной мощности пластов, зон проникновения раствора в пласт и другие факторы и определяются истинные значения геофизических параметров $\rho_{пл}$, $\Delta U_{СП}$, I_{γ} , I_{ν} , Δt , δ_n и др.

Выбирают опорные пласты для методов ГК, НГК и СП. При этом находят два или несколько однородных пластов достаточной мощности с существенно различной глинистостью и пористостью в интервале или в некоторых случаях вблизи интервала исследования. Выбор опорных пластов может производиться двумя способами:

- по максимальным или минимальным откорректированным значениям геофизических параметров, наиболее четко отражающих литологию опорных пластов; эти значения должны соответствовать параметрам, установленным статистической обработкой каротажных характеристик пород исследуемого региона; так, например, в табл. 1 приведена геофизическая характеристика эоценовых пород площадей Центрального и Западного Азербайджана, в состав которых входят известняково-мергельные отложения; сравнение пределов геофизических параметров показывает, что для различных литологических разностей имеются значительные интервалы неоднозначности, отражающие сложный литологический состав эоценовых пород;

- по данным анализа различных кросс-плотов (частотных и Z-плотов) для парных методов БК (боковой каротаж) – НГК, ГК–НГК, БК–АК, АК–СП и др., где на характерных участках графика определяются параметры опорных пластов.

Производится расчет относительных двойных разностных параметров для методов ГК и НГК. Здесь же рассчитывают относительную приведенную аномалию СП $\alpha_{СП}$ [1].

По комплексу кривых каротажа с привлечением керновых данных определяют литологический состав пород. При этом используют качественные признаки на каротажных кривых для различных литологических типов пород исследуемого района. Так, например, среди пород известняково-мергельной пачки эоцена Центрального и Западного Азербайджана кроме указанных выше карбонатных пород можно выделить туфогенные (туфо-песчаники, туфоалевролиты и туфомергели), глинистые (аргиллиты) и значительно реже песчано-алевролитовые породы. На основании обобщения результатов петрофизического изучения кернового материала эоценовых пород Центрального и Западного Азербайджана были получены следующие характеристики их коллекторских свойств (табл. 2).

Привлекая данные о коллекторских свойствах пород, полученных лабораторными или геофизическими методами, с учетом

табл. 2 уточняют литологический состав отложений изучаемой площади.

Перед определением коллекторских свойств (пористости, глинистости) известняково-мергельных пород и сопутствующих им в исследуемом районе литотипов необходимо обосновать структурные модели коллекторов, определяющих выбор методических приемов (методики) интерпретации данных ГИС. С этой целью анализируют информацию о геологических особенностях исследуемого разреза на данной площади (регионе). Рассмотрим это на примере эоценовых отложений Междуречья Куры и Иори, являющихся перспективным объектом для поисков залежей нефти и газа в Азербайджане [2, 3]. Как показали палеогеографические исследования, терригенно-карбонатные фации среднего эоцена в исследуемом регионе сложены туфопесчаниками, туфоалевролитами, органогенными пелитоморфными известняками и мергелями. Эти породы на стадии диагенеза и катагенеза, кроме первичной пористости, из-за явлений растворения, цементации, перекристаллизации и стилолизации приобрели также трещиноватость и кавернозность. Так, детальные лабораторные исследования эоценовых пород Междуречья Куры и Иори показали, что коллекторские свойства их связаны с трещинами и межзерновыми пустотами, при этом наблюдается несоответствие между проницаемостью, определенной на кернах, и фактическими дебитами нефти. Общее пустотное пространство пород-коллекторов здесь представлено, во-первых, первичными матричными межзерновыми порами, во-вторых, вторичными породами, образовавшимися в результате аутигенного преобразования туфогенного материала, и, в-третьих, сетью вторичных микро- и макротрещин [4]. По-видимому, фильтрационные свойства коллекторов эоцена обеспечиваются в основном трещиноватостью, а емкостные – пористостью матрицы. Следует отметить, что разрез эоценовых отложений в пределах Междуречья Куры и Иори делится на три части: нижний, средний и верхний.

В нижнем эоцене выделяются осадочные, вулканогенно-осадочные и вулканогенные литофациальные типы пород [5–7]. Например, на площади Тарсдалляр отложения нижнего эоцена вскрыты на полную мощность 30–40 м в скважинах № 5, 6, 11 и представлены глинистыми мергелями, трещиноватыми, а также плотными известняками с прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита.

В среднем эоцене наблюдается литофациальная изменчивость отложений, в которой прослеживается определенная закономерность. Если в восточной Грузии разрез среднего эоцена выражен преимущественно вулканогенно-осадочными образованиями, то в пределах Азербайджанской части Междуречья Куры и Иори происходит уменьшение мощности этой литофации и увеличение объема осадочных пород. Разрез верхнего эоцена выражен в песчано-глинистой литофации с прослоями

Таблица 2. Коллекторские свойства эоценовых пород по керну для площадей Центрального и Западного Азербайджана.

Литология	Пористость, %	Карбонатность, %	Глинистость, %
Известняк	1,5–10	50–87	10–30
Мергель	1,5–14	30–75	20–50
Туфогенные породы	1,5–20	0–25	11,6–29
Глина	20–30	4–36	45–89

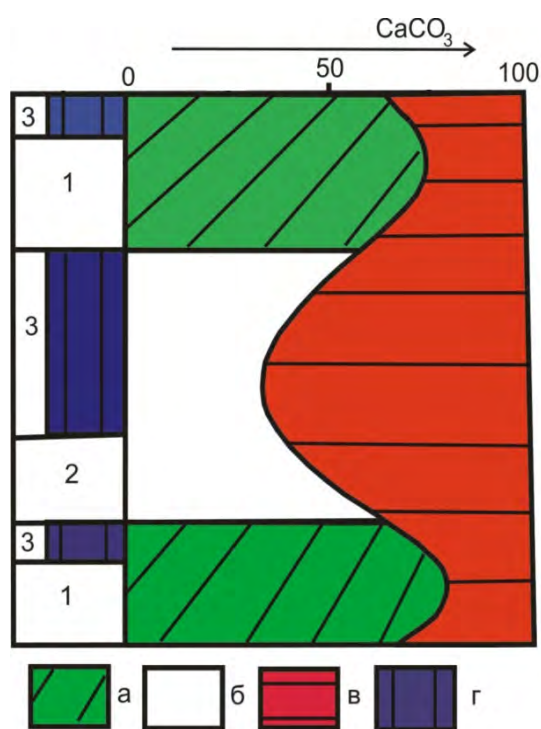


Рисунок. 1. Структурная модель коллектора, находящегося в мергельно-известковистом ритме. 1, 2 – пористость блоковая и вторичная (трещинная), соответственно, известняковая и мергельная составляющие; 3 – пористость глинистых компонентов. Литологические различия: а – известняк; б – мергель; в – глина (аргиллит); г – глинистый цемент.

вулканогенно-осадочных и карбонатных пород. Рассмотренные ранее литологические особенности эоценовых отложений позволили обосновать структурные модели мергельных и туфогенных коллекторов, с которыми связаны промышленные запасы залежей нефти и газа в исследуемом регионе. При обосновании структурных моделей коллекторов мергельных пород необходимо принимать во внимание генетическую природу известняково-мергельных циклов, которые характеризуют морскую седиментационную обстановку за пределами действия штормов. Основной литологической особенностью таких осадочных толщ, состоящих из глинистой и карбонатной частей, является их чрезвычайно изменчивый состав и нечеткие переходы от мергелей к глинистым известнякам и от аргиллитов к глинистым мергелям и мергелям.

На рис. 1 приведена графическая структурная модель коллектора, находящегося в мергельно-известковистом ритме, или, другими словами, структурная модель коллектора известняково-мергельного периода.

Следует отметить, что мощность чередующихся пропластков мергеля и известняка в таком периоде может изменяться от нескольких сантиметров до первых десятков сантиметров. Поэтому с учетом разрешающей способности большинства методов ГИС (до 0,5 м) информационный сигнал при геофизических изменениях получают от мергельно-известковистого ритма в целом, тогда как при лабораторном исследовании керна изучают отдельные части этого ритма. Важным выводом из представленной на рис. 1 структурной модели является суждение о смешанном типе глинистости известняково-мергельного коллектора, т. е. сочетании структурного и дисперсного типов глинистости. Кроме того, здесь возможно наличие вторичной пористости (трещин и реже каверн). В рассматриваемом регионе часто встречаются также туфомергельные различия пород. Наличие продуктов эксплозивной деятельности палеовулканов в составе мергельных пород усложняет структурную модель известняково-мергельного коллектора и его геофизическую характеристику, а также приводит к уменьшению пористости мергельных отложений. Кроме того, среди эоценовых отложений Междуречья Куры и Иори широкое распространение получили другие типы туфогенных пород: туфоалевролиты, туфопесчаники, туффиты и др.

Структурная модель туфопесчаника предложена Г. Я. Шиловым [4]. Характерной особенностью этой модели является представление о том, что туфогенный материал здесь выступает для метода ГК в качестве глинистости структурного типа.

Определение блоковой и общей пористости производится по данным методов ГИС. Блоковую пористость $K_{п. бл}$ определяют по данным электрического каротажа, используя значение $\rho_{п. н}$ или $\rho_{п. н}$ (удельные сопротивления промытой зоны пласта) сначала без учета остаточной нефтенасыщенности. При этом применяют петрофизическую зависимость типа $P_{п. н} = f(K_{п. н})^5$, в которой структурный коэффициент в зависимости от литологии пород имеет следующие значения: для известняков – 0,2; для мергелей – 1,7; для туфогенных пород – 1,7; для песчано-алевролитовых пород – 1,8; для глин – 2,0. По данным НГК определяют общую пористость пластов. Для этой цели предлагается использовать петрофизические зависимости типа «кern-геофизика» $\Delta I_{п. н} f(K_{п. н})$. При этом, в случае отличия характеристик опорных пластов в исследуемой скважине от значений опорных пластов, использованных в основных петрофизических зависимостях для определения пористости, необходимо построение новой шкалы в соответствии со значениями пористости опорных пластов исследуемой скважины. Для карбонатных пород эоцена (глинистых известняков, мергелей) общая пористость по НГК при изучении площадей Междуречья Куры и Иори определяется с помощью петрофизической зависимости $\Delta I_{п. н} f(K_{п. н})$, которая аппроксимируется формулой [1, 8]:

$$K_{п. нГК} = \exp\left(\frac{1,825 - \Delta I_{п. н}}{0,513}\right). \quad (1)$$

Для карбонатных пород эоцена площадей Евлах-Агджабдинского прогиба пористость по НГК определяется из выражения:

$$K_{п. нГК} = \exp\left(\frac{1,58 - \Delta I_{п. н}}{0,416}\right). \quad (2)$$

Формулы (1) и (2) представляют собой аналитические петрофизические модели для оценки общей пористости по НГК. Аналогичные модели для туфогенных пород площадей указанных регионов приведены в [9]. Кроме ЭК (электрический каротаж) и НГК общая пористость определяется по плотностному каротажу (ГК-П) и АК.

В заключение сравнивают значения общей пористости пластов, полученные по данным рассмотренных методов ГИС, и выбирают наиболее вероятное значение $K_{п. общ}$.

Глинистость карбонатных пород эоцена определяется двумя способами. Для отложений преимущественно известнякового состава, где можно пренебречь влиянием структурной глинистости, оценку коэффициента объемной глинистости производят по зависимости (петрофизической модели) типа $K_{гн} = f(\Delta I_{гн})$, которая аппроксимируется следующей формулой [1]:

$$K_{гн} = 0,86 \Delta I_{гн}.$$

При этом если значения опорных пластов по данной скважине отличаются от таковых, использованных при обосновании эталонной, то необходима перестройка шкалы $\Delta I_{гн}$ согласно известному подходу [8].

Для известняково-мергельных и мергельных пород эоцена, как следует из рассмотренной структурной модели коллектора этих пород (рис. 1), оценка их объемной глинистости $K_{гн}$ с помощью метода ГК практически неразрешима в связи с невозможностью разделения вкладов гамма-активностей глинистого цемента и структурной глинистости в общий сигнал интегрального (стандартного) гамма-каротажа. На первом этапе для мергельной пачки эоцена была построена палетка в координатах $K_{п. kern} \Delta t$, где были использованы также значения массовой глинистости пород по керну $C_{гн}$, полученной с помощью гранулометрического анализа образцов. В результате был получен литологический треугольник для отложений известняково-мергельного состава,

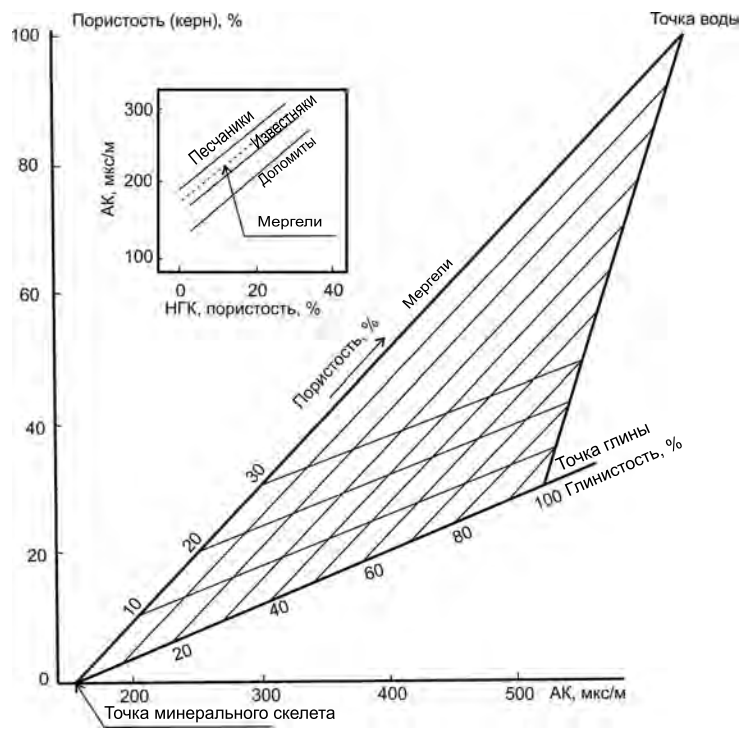


Рисунок 2. Палетка зависимости типа $K_{п.кern} = f(\Delta t)$ с учетом $C_{гн}^{кern}$ для оценки литологии, глинистости и пористости пород мергельной пачки эоцена.

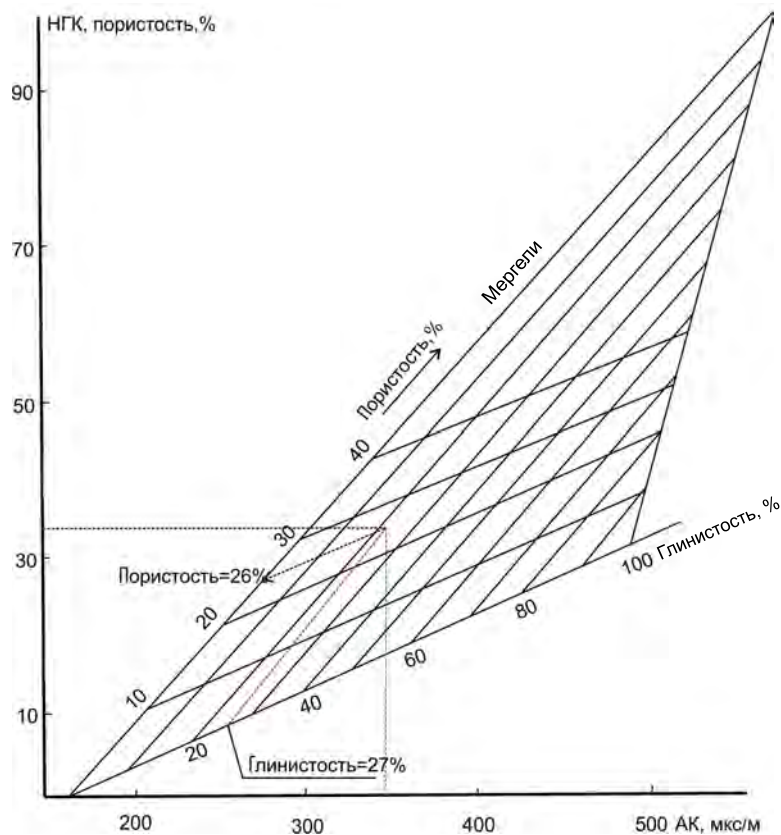


Рисунок 3. Палетка зависимости типа $K_{п.ннк} = f(\Delta t)$ с учетом $K_{п.кern}$ для оценки литологии, глинистости и пористости пород мергельной пачки эоцена.

вершины которого имеют следующие координаты: 1 – точка минерального скелета ($K_{п.кern} = 0$; $\Delta t = 155$ мкс/м); 2 – точка воды ($K_{п.кern} = 100$ %; $\Delta t = 630$ мкс/м); 3 – точка глины ($K_{п.кern} = 30$ %; $\Delta t = 520$ мкс/м), рис. 2.

Эти параметры были получены как по результатам петрофизического исследования керна (литология, пористость), так и по дан-

ным ГИС Δt . На рассматриваемой палетке нанесены линии равных значений массовой глинистости и пористости по керну. На поле левого верхнего участка $K_{п.кern} = f(\Delta t)$ для сравнения показана стандартная комплексная палетка для методов АК–НГК, где пунктиром отмечена литологическая линия для мергелей. Как видно из рис. 2, она проходит выше литологической линии для известняков.

Имея такую палетку, основанную на петрофизических зависимостях типа «кern-геофизика», необходимо перейти к построению палетки, выражающей зависимость $K_{п.кern} = f(\Delta t)$.

Зависимость типа «геофизика-геофизика» $K_{п.кern} = f(\Delta t)$ непосредственно используется при количественной интерпретации данных каротажа для оценки литологии, пористости и глинистости пород мергельной пачки эоцена (рис. 3). Для этого необходимо получить ответы на два следующих вопроса. Во-первых, можно ли приравнять шкалу $K_{п.кern}$ керна рассматриваемой комплексной палетки к шкале $K_{п.НГК}$? Второй вопрос состоит в следующем: изменятся ли координаты вершин литологического треугольника при переходе от палетки зависимости $K_{п.кern} = f(\Delta t)$ к палетке $K_{п.НГК} = f(\Delta t)$? Отвечая на первый вопрос, можно дать удовлетворительный ответ, так как пористость образцов, установленная по керну, для поровых и порово-трещинных пород эоцена практически будет совпадать с таковой, определенной по данным НГК. Пористость по керну была использована для привлечения данных о массовой глинистости $C_{гт}$, что производится на одном и том же образце породы. Отвечая на второй вопрос, отметим, что координаты двух вершин треугольника (точки «воды» и «минерального скелета») останутся без изменения. Однако местоположение точки «глины» изменится в связи со следующими обстоятельствами. Дело в том, что параметры точки глины на палетке $K_{п.кern} = f(\Delta t)$ были взяты по результатам обобщенных характеристик пластов глин, залегающих среди известняково-мергельных пластов. В то же время для правильной оценки мергельных пород параметры точки «глины» должны отражать петрофизические свойства не вмещающих глин, а глинистого цемента. Поэтому в данном случае изменится значение $\Delta t_{гт}$, так как большая степень уплотнения глинистого материала цемента, находящегося в поровом пространстве известняково-мергельных пород, по сравнению с близлежащими пластами глин, имеющих аномально высокие поровые давления, приводит к уменьшению величины интервального времени пробега волны $\Delta t_{гт}$.

Эффективную пористость известняково-мергельных пород определяют путем введения поправки на глинистость (нерастворимый остаток) и остаточное нефтегазонасыщение в значении выбранной общей пористости, полученной по данным НГК, НК, ГК-П или пар методов АК-НГК и др. Поправку на глинистость производят по формуле [10]:

$$K_{п.общ}^{испр} = K_{п.общ} - \omega_{св} K_{гт}, \quad (3)$$

где $\omega_{св}$ – водосодержание связанной воды в глинистом цементе (пористость цемента). Для карбонатных пород эоцена установлено, что $\omega_{св} = 0,1$; $K_{гт}$ – объемная глинистость породы.

С помощью качественных и полуколичественных методов интерпретации материалов ГИС выделяют коллекторы в карбонатном разрезе и оценивают характер их насыщения. Следует отметить, что для оценки характера насыщения отложений эоцена, а также уточнения структурного коэффициента m и удельного сопротивления пластовой воды ρ_n широко используют графики зависимостей $\rho_n = f(\Delta t)$, $\rho_n = f(K_{п.НГК})$, $\rho_n = f(\delta_n)$ и др. В то же время для эоценовых пород исследуемого региона было установлено, что большая часть качественных признаков межзернового коллектора на каротажных диаграммах комплекса ГИС отсутствует. При этом для большинства исследуемых образцов керна характерно почти полное отсутствие проницаемости, что никак не согласуется с результатами опробования, подтвердившими значительную производительность скважин. В связи с этим отметим, что выделение коллекторов в разрезе эоцена возможно только по результатам количественной интерпретации материалов ГИС, т. е. с использованием граничных значений эффективной и вторичной пористости пластов.

Для выделенных нефтенасыщенных объектов вводятся поправки на влияние остаточного нефтенасыщения в зоне проникновения пластов в значения пористости, определение по данным микробового и других методов электрического каротажа, а также акустического каротажа. Исправленное значение пористости по ЭК в первом приближении будет подсчитываться следующим образом:

$$K'_n = 1,3 K_n.$$

Для АК [11]

$$\left(K_{п.АК}^{испр} \right)' = 0,9 K_{п.АК}^{испр}.$$

Для нейтронных методов эта поправка имеет реальное значение только в случае остаточного газонасыщения.

Производят оценку вторичной, кавернозной и трещинной пористости по формулам; если блоковая пористость менее 5 %, то

$$\begin{cases} K_{п.втор} = K_{п.общ}^{испр} - K'_{п.р}; \\ K_{п.кав} = K_{п.общ}^{испр} - \left(K_{п.АК}^{испр} \right)'; \\ K_{п.тр} = \left(K_{п.АК}^{испр} \right)' - K'_{п.р}. \end{cases}$$

При пористости матрицы пород более 5 % справедливо условие

$$\begin{cases} K_{п.втор} = \frac{K_{п.общ}^{испр} - K'_{п.р}}{1 - K'_{п.р}}; \\ K_{п.кав} = K_{п.общ}^{испр} - \left(K_{п.АК}^{испр} \right)'; \\ K_{п.тр} = \left(K_{п.АК}^{испр} \right)' - K'_{п.р} \left(\frac{1 - K_{п.общ}^{испр}}{1 - K'_{п.р}} \right). \end{cases}$$

По полученным данным об общей, блоковой, кавернозной и трещинной пористостях определяют тип исследуемого коллектора. Например, если установлено $K_{п.общ}^{испр} \approx \left(K_{п.АК}^{испр} \right)' \approx K'_n$, то это поровый коллектор. При наличии кавернозной или трещинной пористости возможно наличие смешанных типов коллекторов, т. е. кавернозно-трещинных, порово-трещинных и т. д.

Определяют коэффициент водонасыщенности K_v пластов исходя из типа коллектора. Так, для поровых и смешанных типов коллекторов с преобладанием межзерновых эффективных пор используется выражение (3). Для трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов в качестве значения K_v можно принять величину $K_v = 0,1-0,3$.

При наличии замеров МБК (микробового каротажа) или МК (микрочаротажа) для поровых и порово-трещинных типов коллекторов определяется коэффициент водонасыщенности промытой зоны пластов:

$$K_v = \sqrt[m]{\frac{\left(K_{п.общ}^{испр} \right)^m \rho_{ф}}{\rho_{п.п}}},$$

где $\rho_{ф}$, $\rho_{п.п}$ – удельные сопротивления фильтрата бурового раствора и промытой зоны пласта (по МК или МБК).

Как и для формулы (3), здесь принимается, что $m = n$.

Устанавливают критические значения эффективной пористости K_n для нефтенасыщенных пластов-коллекторов различного типа и литологического состава. То есть для пластов, находящихся выше ВНК (водо-нефтяной контакт), строят графики зависимости $K_{в.о} = f\left(K_{п.общ}^{испр} \right)$, принимая в этом случае $K_{в.о} = K_v$ (остаточные водонасыщения).

Здесь важно определить граничное значение K_n^* , отделяющее водоносные коллекторы от продуктивных. Для этого были построены эмпирические распределения значений K_v по ГИС для объектов, давших при опробовании нефть, и для водоносных объектов. Сравнение этих распределений показало, что граничное значение K_n^* составляет 0,5 для отложений эоцена.

При отсутствии в интервале исследования нефтенасыщенных пород для водоносных коллекторов в качестве критических значений эффективной пористости берутся средние критические значения пористости по керну, полученные в результате статической обработки величин пористости по испытанным объектам, давших при опробовании приток флюида, и «сухих».

Так, например, для коллекторов мергельного состава площадей Евлах-Агдабединского прогиба установлено, что критическое значение пористости $K'_n = 8\%$, для туфогенных пород – 14% [3, 12]. С целью установления граничного значения пористости для известняково-мергельных коллекторов площадей Междуречья Куры и Иори были построены кривые распределения значений пористости по керну и НГК (с поправкой на глинистость $K'_{n\text{НГК}}$) для пластов-коллекторов и неколекторов, подтвержденных данными опробования. При этом критическое значение K'_n по керну составило 11% , а по НГК – $10,5\%$. Эти данные в основном согласуются с критическим значением $K'_n = 12\%$, полученным по зависимости $K'_{n,o} = f(K'_n)$. Для коллекторов трещинного типа можно использовать критическое значение трещинной пористости $K'_{n,тр} = 0,5\%$.

Вычисляются соотношения $K'_v/K'_{v,n,n}$ для всех пластов (кроме глини) в интервале исследования и устанавливаются их критические значения $(K'_v/K'_{v,n,n})'$ для карбонатных коллекторов. С этой целью проводится статистическая обработка (строятся кривые распределения) значений $K'_v/K'_{v,n,n}$ для испытываемых пластов, давших при опробовании приток флюида и «сухих». Как показали исследования, для поровых коллекторов эоцена критические значения $K'_v/K'_{v,n,n}$ колеблются в пределах $0,6–0,7$.

На заключительном этапе интерпретации с учетом критических значений пористости K'_n , $K'_{n,вор}$ и $(K'_v/K'_{v,n,n})'$ дается окончательная оценка коллекторских свойств пород, т. е. выделяются проницаемые пласты с подвижным флюидом, а также пласты с остаточной нефтью (битумом) и связанной водой – неколекторы.

Для нефтеносных коллекторов подсчитываются значения коэффициента нефтенасыщенности K'_n по формуле $K'_n = 1 - K'_n$. Вместе с тем на площадях рассматриваемого региона, несмотря на относительно высокую геологическую эффективность разработанной технологии интерпретации данных ГИС, имеются случаи несовпадения данных опробования объектов эоцена после окончания бурения и геофизических оценок продуктивности известняково-мергельных коллекторов, тогда как при их испытании в процессе бурения сразу после вскрытия с помощью испытателей пластов на трубах (ИПТ) получают промышленные притоки углеводородов. По мнению Г. Я. Шиловой [4], это объясняется неэффективностью режимов опробования, не учитывающих особенности порово-трещинных коллекторов и природу взаимодействия трещинного массива среднего эоцена с вышележащими пластичными (глинистыми) отложениями.

Так, например, при испытании мергельных отложений среднего эоцена в скважине № 2 площади Большой Палантекан с помощью ИПТ сразу после вскрытия интервала 5112–5118 м был получен приток нефти дебитом 8 т/сут. Однако уже через 1,5 месяца при испытании этого же объекта также с помощью ИПТ был получен только незначительный приток растора с пленкой нефти, а при опробовании интервала 5112–5294 м после окончания бурения – нефть дебитом 1 т/сут. По результатам интерпретации данных ГИС продуктивные объекты выделяются в верхней части среднего эоцена.

Проведенными исследованиями оптимальных режимов испытания порово-трещинных и трещинных коллекторов на площадях Среднекуринской впадины, куда входит рассматриваемый регион, было установлено, что для получения промышленных притоков нефти испытание этих типов необходимо проводить с пониженной депрессией (менее 15 МПа) при соблюдении технологического условия $P_{депр}/P_{репр} \geq 0,5$. В то же время в случае проявления так называемого «арочного» эффекта, под действием которого кольцевые сжимающие напряжения в коллекторе значительно снижаются вследствие деформации ствола скважины в вышележащих отложениях, большие притоки пластовых флюидов из порово-трещинных (трещинных) коллекторов можно получить и при испытаниях с большими депрессиями (до 30 МПа).

Анализ режимов испытания объектов эоцена на площадях Междуречья Куры и Иори показал, что опробование здесь проводят при максимальных депрессиях, что приводит к ухудшению фильтрационных свойств призабойной части пластов-коллекторов. С этим явлением встречаются при испытании эоцена через

несколько недель после их вскрытия бурением. В первоначальный же период после их вскрытия проявляется «арочный» эффект, что позволяет получить промышленные притоки нефти и при больших депрессиях на пласт. Наличие «арочного» эффекта можно обнаружить путем обработки результатов временных исследований методом кавернометрии. Так, при исследовании этим методом в скважине № 2 площади было установлено увеличение кавернообразования в кровле среднего эоцена, представленного чередованием глинистых и известняково-мергельных пород от 330 до 400 мм при номинальном диаметре скважины 151 мм. Аналогичные явления наблюдаются при испытании отложений эоцена и в других скважинах этого региона.

Таким образом, для определения геологической эффективности методов интерпретации данных ГИС сложнопостроенных коллекторов эоцена, а также для повышения эффективности применения ИПТ, необходимо анализировать и регулировать технологические параметры режимов испытания (величину депрессии) и возможность проявления «арочного» эффекта над трещиноватым массивом.

Выводы

Разработанные интерпретационные методы успешно решают проблему изучения петрофизических характеристик мергельных пород с использованием геофизических данных.

Выделены этапы интерпретации и разработаны соответствующие зависимости для расчета величины петрофизических параметров мергельных пород.

Детальные исследования эоценовых пород Междуречья Куры и Иори показали, что между некоторыми коллекторскими параметрами и проницаемостью наблюдается плохая связь (определенная на кернах). Это подтверждается полученными фактическими дебитами нефти.

Доказано, что в рассматриваемом регионе присутствие мергельных пород усложняет структурную модель и его геофизическую характеристику, а также приводит к уменьшению пористости.

Разработанный интерпретационный метод позволяет успешно выделить коллекторы и дать оценку их насыщенности в карбонатном разрезе.

Несмотря на геологическую эффективность разработанной технологии при подсчете значения коэффициента нефтенасыщенности региона, бывают случаи несовпадения данных опробования объектов эоцена.

Анализ объектов эоцена на площадях Междуречья Куры и Иори показал, что опробование приводит к ухудшению фильтрационных свойств пластов-коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сеидов В. М. Определение пористости песчаников с глинисто-карбонатным цементом по данным радиометрических и акустических исследований скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2002. № 11. С. 1–4.
2. Гадиров В. Г. Прогнозирование вулканогенных образований мезозоя Среднекуринской депрессии и их нефтегазосности по комплексным геофизическим данным: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Баку, 1991. 22 с.
3. Кочарли Ш. С. Проблемные вопросы нефтегазовой геологии Азербайджана. Баку, 2015. 278 с.
4. Шилов Г. Я., Худавердиева Л. А. Повышение эффективности изучения известково-мергельных пород методами ГИС на площадях Азербайджана // Определение параметров коллекторов и залежей нефти и газа по материалам ГИС: тез. докл. семинара. Тверь: АИС, 1992. С. 62–65.
5. Мамедов П. З., Керимова К. А., Мамедова Л. П. Изучение фациального состава отложений ранне-плиоценового возраста (продуктивной толщи) Южно-Каспийской впадины по данным каротажа // Geophysics news in Azerbaijan. 2015. № 3/4. С. 3–7.
6. Мамедов П. З. О причинах быстрого прогибания земной коры в Южно-Каспийской впадине // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2008. № 1. С. 8–19.
7. Мамедов П. З. Сейсмостратиграфические (возрастные) подразделения осадочного чехла ЮКМВ // Стратиграфия и седиментология нефтегазаносных бассейнов. 2007. № 1. С. 102–118.
8. Искендеров М. М. Комплексная интерпретация результатов ГИС // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2014. № 3. С. 23–26.
9. Рахманов Р. Р. Закономерности формирования и размещения нефти и газа в мезокайнозойских отложениях Евлах-Агдабединского прогиба. Баку: Такрар, 2007. 191 с.
10. Гасанов А. Б., Сеидов В. М., Меликов Х. Ф. Оценка распределения коллекторов в пространстве по комплексу геофизических и петрофизических данных. Тверь: НТВ «Каротажник», 2008. Вып. 7(172). С. 50–57.

11 Сеидов В. М., Салманов К. В. Решение геологических задач при помощи акустического каротажа // Геолог Азербайджана. 2001. № 6. С. 142–148.
 12. Шихалиев Ю. А., Кочарли Ш. С., Ахмедов А. М. и др. Новые данные о нефтегазоносности Сулейман-Ахтарминской антиклинали // Geophysics news in Azerbaijan. 2010. № 4. С. 38–41.

REFERENCES

1. Seidov V. M. 2002, *Opređenje porivosti peschannikov s glinisto-karbonatnym tsementom po dannym radiometricheskikh i akusticheskikh issledovaniy skvazhin* [Determination of porosity of sandstones with clay-carbonate cement according to the radiometric and acoustic research of wells]. *Azerbaijanskoe neftyanoe khozyaystvo* [Oil Economy in Azerbaijan], no. 11, pp. 1–4.
2. Gadirov V. G. 1991, *Prognozirovanie vulkanogennykh obrazovaniy mezozoya Srednekurinskoj depressii i ikh neftegazonosnosti po kompleksnym geofizicheskim dannym* [Forecasting volcanic Mesozoic formations of the Middle-Kura depression and their petroleum potential by their integrated geophysical data]. Baku, 22 p.
3. Kocharli S. S. 2015, *Problemye voprosy neftegazovoy geologii Azerbajjana* [Problematic issues of oil and gas geology of Azerbaijan]. Baku, 278 p.
4. Shilov G. Ya., Hudaberdieva L. A. 1992, *Povyshenie effektivnosti izucheniya izvestkovo-mergel'nykh porod metodami GIS na ploshchadyakh Azerbajjana* [Improving the efficiency of studying the calcareous-marl rocks with the methods of well survey in the areas of Azerbaijan]. *Opređenje parametrov kollektorov i zalezhei nefiti i gaza po materialam GIS: tez.dokl. seminaru* [Defining the reservoir and collectors' parameters as well as those of oil and gas deposits based on the well survey data: a seminar report summary]. Tver', pp. 62–65.
5. Mamedov P. Z., Kerimova K. A., Mamedova L. P. 2015, *Izucheniye facial'no-go sostava otlozheniy ranne-pliocenovogo vozrasta (produktivnoy tolshchi) Yuzhno-Caspiyskoy vpadiny po dannym karotazha* [The study of the facial composition of sediments of Early Pliocene age (productive layer) in the South Caspian Basin according to survey data]. *Geophysics news in Azerbaijan*, no. 3/4, pp. 3–7.
6. Mamedov P. Z. 2008, *O prichinakh bystrogo progibanya zemnoy kory v Yuzhno-Caspiyskoy vpadine* [About the reasons for the rapid subsidence of the Earth's crust in the South Caspian basin]. *Azerbaijanskoye neftyanoe khozyaystvo* [Oil Economy in Azerbaijan], no. 1, pp. 8–19.
7. Mamedov P. Z. 2007, *Seismostratigraficheskie (vozrastnye) podrazdeleniya osadochnogo chekhla UCMW* [Seismostratigraphic (age-specific) units of the sedimentary cover of UCMW]. *Stratigrafiya i sedimentologiya neftegazonosnykh basseinov* [Stratigraphy and sedimentology of the oil-and-gas bearing basins], no. 1, pp. 102–118.
8. Iskenderov M. M. 2014, *Kompleksnaya interpretatsiya rezul'tatov GIS* [A complex Interpretation of the results of well survey]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegas GNCAR* [Works of the NIPi Neftegas SOCAR], no. 3, pp. 23–26.
9. Rakhmanov R. R. 2007, *Zakonomernosti formirovaniya i razmeshcheniya nefiti i gaza v mezokainozoyskikh otlozheniyakh Yevklakh-Agjabedinskogo progiba* [Regularities of the formation and distribution of oil and gas in Mesozoic-Cenozoic Sediments of the Yevlakh-Agjabedi Sag]. Baku, 191 p.
10. Hassanov A. B., Seidov V. M., Melikov Kh. F. 2008, *Otsenka raspredeleniya kollektorov v prostranstve po kompleksu geofizicheskikh i petrofizicheskikh dannyykh* [The estimation of distributing collectors in the area according to the complex of geophysical and petrophysical data]. *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik "Karotazhnik"* [STB Karotazhnik], vol. 7(172), pp. 50–57.
11. Seidov V. M., Salmanov K.V. 2001, *Reshenie geologicheskikh zadach pri pomoshchi akusticheskogo karotazha* [Solving geological problems using acoustic logging]. *Geolog Azerbajjana* [Geologist of Azerbaijan], no. 6, pp. 142–148.
12. Shikhaliev Yu. A., Kocharli Sh. S., Akhmedov A. M. and others. 2010, *Novyye dannyye o neftegazonosnosti Suleiman-Akhtarminskoy antiklinali* [New data on the oil-and-gas content of the Suleiman-Akhtarminsk Anticline]. *Geophysics news in Azerbaijan*, no. 4, pp. 38–41.

Вагиф Миргамза оглы Сеидов,
1961SV@mail.ru

Егяна Тофик кызы Алибекова
egyana_mamedova@mail.ru

Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
Азербайджан, Баку, просп. Азадлыг, 20

Vagif Mirgamza ogly Seidov,
1961sv@mail.ru

Egyana Tofik kyzy Alibekova
egyana_mamedova@mail.ru

Azerbaijan State University of Oil
and Industry
Baku, Azerbaijan