

УДК 550.83+ 552.5 +553.98

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ВТОРИЧНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИС

Игорь Анатольевич Мельник, к.г.-м.н.

ТФ ФГУП «СНИИГГиМС»
634021, Россия, г. Томск, пр. Фрунзе, д. 232
Тел.: (3822) 244-126
E-mail: migranis@mail.ru

Аннотация: Технология традиционной интерпретации ГИС плохо «работает» в зонах интенсивной миграции флюидов. Необходимо выявлять вторичные геохимические процессы, искажающие результаты интерпретации каротажных диаграмм. Дано определение интенсивности процессов наложенного эпигенеза и предложено теоретическое обоснование статистического вычисления интенсивности на базе корреляционного анализа материалов ГИС. На примере юрско-меловых отложений Томской области проведены вычисления статистических параметров интенсивности вторичных процессов, а также показано сопоставление этих параметров с сейсмическими данными и описанием керна. Разработанный метод позволяет выделять пропущенные (в случае традиционной интерпретации) продуктивные интервалы во вторично преобразованных песчаниках, определять геохимические процессы, обусловленные флюидомиграцией используя только стандартный комплекс ГИС.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин (ГИС), интерпретация каротажных диаграмм, статистический корреляционный анализ, вторичный геохимический процесс, наложенный эпигенез, миграция углеводородов.

THE INTENSITY DETERMINATION OF SECONDARY GEOCHEMICAL PROCESSES BASED ON STATISTICAL INTERPRETATION OF DATA GIS

Igor Anatol'evich Mel'nik
634021, Russia, Tomsk, Frunze, 232
Тел.: (3822) 244-126
E-mail: migranis@mail.ru

Abstract: The technology of GIS interpretation bad "works" in intensive migration areas of fluids. Need to identify the secondary geochemical processes that distort the results of the interpretation of well logs. Definition is given the intensity of the imposed epigenetic and offered a theoretical basis statistical computing of intensity based on GIS correlation analysis. On the example of the Jurassic-Cretaceous sediments in Tomsk region performed computing of statistical parameters the intensity secondary processes, and also shows a comparison of these parameters with seismic data and core descriptions. The developed method allows to detect the missing (in the case of the traditional interpretation) productive intervals in the second transformed sandstones, to determine the geochemical processes caused fluid migration using only a standard set of GIS

Keywords: geophysical investigations of wells (GIS), the interpretation of well logs, statistical correlation analysis, the secondary geochemical processes, the secondary epigenesis, the migration of hydrocarbons.

Введение

Современные схемы геофизических методов интерпретации каротажных диаграмм характеризуются своим «завидным» постоянством. Все новейшие технологии интерпретации базируются на комплексировании различных методов с целью уточнения определенных петрофизических коэффициентов и, как правило, основаны на базовых подходах, сформированных лет тридцать-сорок назад. Данный способ развития методов интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) не позволяет получать принципиально новую информацию при поиске и разведке продуктивных залежей. Однако, повышение информативности интерпретаций традиционных материалов ГИС может быть обусловлено развитием нестандартных решений на основе междисциплинарного подхода. Что в последнее время происходит крайне редко.

В настоящей работе предпринята попытка обосновать возможность получения актуальных сведений о геохимических процессах, происходящих в песчаных породах, используя только материалы ГИС. Этот способ основан на интеграции корреляционных статистических связей показаний различных геофизических приборов с физико-химическими процессами, происходящими в горной породе [7].

Ввиду разнообразия геологических условий аккумуляции УВ возникает такое же разнообразие геофизических характеристик нефтегазонасыщенных пластов. Допустим, по показанию удельного электрического сопротивления (УЭС) определяют характер насыщения пласта. В свою очередь, при традиционном подходе интерпретации невозможно учесть влияние токопроводящих минералов, находящихся в структуре твердой фазы породы. В этом случае в продуктивных коллекторах с пониженным сопротивлением, интерпретируемых как водонасыщенные, получают притоки безводной нефти, и причиной такого несоответствия УЭС могут быть токопроводящие минералы, обусловленные вторичными геохимическими процессами [6-9].

Интересующие нас процессы наложенного эпигенеза оказывают существенное влияние на образование вторичных минералов и формирование продуктивных залежей углеводородов. Интенсивность вторичных эпигенетических процессов зависит от окислительно-восстановительных условий среды коллектора и скорости миграции флюидных потоков. Обнаружение определенных геохимических «маркеров» произведенных реакциями взаимодействия воды-породы, углеводороды-породы и воды-углеводороды еще на стадии интерпретации каротажных диаграмм позволит существенно снизить затраты и время выявления продуктивных горизонтов.

Выделим основные процессы по результатам приведенных реакций взаимодействий, на основании которых можно отличить наложенный эпигенез от стадильной реакции [5].

Во-первых, в результате поступления в коллектор растворенного в воде углекислого газа возникает кислая среда (с pH около 4-5) преобразующая исходный алюмосиликат в глинистый минерал с углекислотой и ионным раствором щелочных земель. В этом случае, возникший углекислотный метасоматоз приводит к интенсивной каолинизации алюмосиликатных компонентов повышающий емкостные свойства коллектора. Во-вторых, в зоне с щелочной средой происходит переотложения пород при котором плотность породы резко увеличивается вследствие вторичной карбонатизации. В-третьих, по мере заполнения ловушки углеводородами (УВ) растворы отесняются к водонефтяному контакту. К тому же, углеводороды «консервируют» процессы растворения и переотложения пород.

Миграция флюидов (различных газов, кислот, паров воды, углеводородов и т.д.) обусловлена дизъюнктивными и пликативными тектоническими процессами [2]. В зонах дизъюнктивных дислокаций по разломам наблюдается вертикальная миграция флюидов и образование многопластовых месторождений [11]. В свою очередь, пликативные деформации развивают трещиноватость в жестких породах типа песчаники, которые в паре с более пластичными глинами-покрышками образуют резервуар. Развитие трещиноватости коллекторов значительно повышает их проницаемость.

Итак, прослеживается следующая закономерность – дизъюнктивно-пликативные тектонические процессы, разуплотняя породу, порождают миграцию флюидов которые, в свою очередь приводят к наложенному эпигенезу. В этом случае на зоны тектонически-разуплотненных пород накладываются вторичные геохимические процессы, обуславливающие как увеличение (каолинизация), так и уменьшение (карбонатизация) фильтрационно-емкостных свойств коллектора. В твердой фазе породы образуются деградирующие минералы, являющиеся поставщиками ионов, диффундирующих в поверхностную пленку остаточной воды и повышающую ее электрическую проводимость. Водонефтяной контакт, как правило, характеризуется окислительно-восстановительным барьером, где в разрезе продуктивного пласта могут наблюдаться разуплотненно-карбонатизированные интервалы.

Таким образом, зная интенсивность вторичных процессов, а также пористость, трещиноватость, проницаемость и глинистость исследуемого интервала, можно, сопоставляя эти данные, определить не только характер насыщения исследуемого пласта, но и степень его преобразования обусловленного наложенным эпигенезом. Для данных исследований достаточно использовать стандартный комплекс ГИС.

Теоретическое обоснование метода корреляционного вычисления интенсивности геохимических процессов

В первую очередь отметим, что разработанный метод вычисления интенсивности вторичных геохимических процессов, прежде всего, связан с физико-химической зависимостью показаний материалов ГИС с процессами наложенного эпигенеза. В данном случае под процессом наложенного эпигенеза понимается геохимический процесс, происходящий за счет взаимодействия пород с флюидами, поступающими из внешних источников (Б. А. Лебедев, 1992).

Однако в настоящее время в литературе по геохимии отсутствует общепринятое определение интенсивности процессов преобразования вещества обусловленного взаимодействием жидкой фазы с пористой средой. В основном под интенсивностью понимается скорость химической реакции. Но это определение не учитывает скорость потока флюидов и площадь взаимодействия двух фазовых состояний вещества. Хотя отношение времени преобразования вещества к времени течения флюида, участвующего в химической реакции, имеет принципиальное значение.

Дадим авторское определение *интенсивности* процесса преобразования вещества горной породы, обусловленного наложенным эпигенезом на границе фаз гетерогенной среды (I):

$$I = \Delta\tau \cdot \text{div } u/S, \quad (1)$$

где $\Delta\tau$ – время преобразования вещества с момента начала преобразования до момента измерения, u – скорость потока флюидов в трещинно-поровой среде, S – площадь поверхности взаимодействия флюида с веществом породы. В этом случае мы видим, что при вертикальной миграции флюидов дивергенция скорости потока выражает изменение плотности (объема, концентрации, количества) вещества (ΔQ) по глубине в зависимости от времени течения флюида (Δt) в определенном интервале пласта. Причем, положительное значение дивергенции означает разуплотнение породы, и наоборот, отрицательное значение – повышение плотности вещества.

Итак, интенсивность процесса преобразования можно переписать следующим образом:

$$I = \Delta Q \Delta\tau / (\Delta t S). \quad (2)$$

Определим ΔQ как разницу количества вещества после прохождения процесса наложенного эпигенеза, т.е. от момента начала преобразования (Q_0) и до момента измерения (Q'). В свою очередь, в породе могут идти химические реакции с уменьшением количества данного материала. Поэтому, общее количество изучаемого вещества (измеряемое) после вторичного преобразования вычисляется как:

$$Q' = Q_0 - Q'' + Q''', \quad (3)$$

где Q'' – часть изучаемого вещества Q_0 преобразованного в другой материал, Q''' – исследуемое вещество, образованное вследствие процесса наложенного эпигенеза (например, содержание каолинита после пелитизации полевых шпатов с дальнейшей каолинизацией). Используя полученное равенство (3) мы можем записать следующее выражение $\Delta Q = Q''' - Q''$, где оба переменных параметра нам не известны. В таком случае допуская, что почти все изменения исследуемого вещества могут быть обусловлены только процессом наложенного эпигенеза (т.е. $Q_0 \rightarrow const$), следовательно $(Q''' - Q'') \neq (Q' - const)$, то для сохранения равенства следует ввести переменный множитель $\Delta Q(g) = [Q_1(g) - Q_2(g)] / Q_2(g)$, отвечающий за характер и степень преобразования, где g – показатель преобразования вещества, т.е.:

$$\Delta Q \approx (Q' - Q_0) \Delta Q(g). \quad (4)$$

В полученном выражении (4) показателем преобразования может служить некая функция, характеризующая такой процесс, в результате которого происходит изменение содержания исследуемого вещества, оказывающего непосредственное влияние на определяемый параметр $Q_1(g)$ относительно постоянного параметра $Q_2(g)$. Например, нам хорошо известно что при каолинизации увеличивается пористость (k_n) песчаника (в отличие от остального глинистого цемента) и в этом случае мы можем провести знак тождества $Q(g) = k_n = wQ^g$, где Q – содержание глинистого цемента, g – показатель зависящий от потенциала химической реакции, приводящий к образованию каолиновой глинистой компоненты, w – коэффициент пропорциональности. С увеличением содержания глинистого цемента параметр $Q_1(g)$ (соответственно k_n) увеличивается. Здесь положительное значение ΔQ будет отражать процесс разуплотнения породы.

Используя статистически значимую выборку материалов ГИС можно определить постоянные величины вычисляемых параметров как их среднее значение (т.е. $Q_0 = \langle Q' \rangle$). В этом случае для каждого исследуемого интервала вычисляемое $\langle Q' \rangle$ соответствует количеству вещества до преобразования, что в принципе при большой статистике вполне оправдано.

Таким образом, определяя разницу количества вещества согласно формуле (4) и вычисляя среднее значение $\langle \Delta Q \rangle$ исследуемого интервала пласта, мы естественно вычисляем центральный статистический момент (μ – ковариацию) двух выборок:

$$\langle \Delta Q \rangle \approx \left[\sum_{i=1}^n (Q' - \bar{Q}') (Q'(g) / \bar{Q}'(g) - 1) \right] / n = \mu. \quad (5)$$

Теперь вернемся к выражению интенсивности процесса (2). В этом уравнении обнаруживается отношение параметров времени преобразования (химической реакции) вещества к времени прохождения потока флюидов определенного расстояния по глубине

(Δh) в объеме заполняющего коллектора. В случае соответствия скоростей химической реакции и потока флюидов возможно накопление преобразованной породы в объеме заполняющего флюидами коллектора. Данное отношение предполагает реализацию следующего условия преобразования вещества:

$$\Delta\tau / \Delta t \leq 1. \quad (6)$$

Для гетерогенной среды согласно закону Гульдберга-Вааге скорость химической реакции можно записать следующим образом [10]:

$$v = dC/d\tau = \sigma S C^\gamma / \zeta V, \quad (7)$$

где σ – поверхностная константа реакции [кг/(м²с)], S – площадь поверхности открытых пор, C – концентрация флюидов, вступающих в реакцию, γ – показатель гетерогенной реакции ($0 < \gamma < 1$, либо $1 < \gamma < 2$; $\gamma \neq 1$), ζ – плотность флюида, V – объем открытых пор.

Используя формулу (7) определим $d\tau$, затем проинтегрируем полученное выражение:

$$\int_{\tau_0}^{\tau} d\tau = \int_{C_0}^C dC / C^\gamma (V\zeta / \sigma S) \quad (8)$$

и в результате получаем:

$$\Delta\tau = \zeta V / \sigma S \cdot (C^m - C_0^m) / m, \quad (9)$$

где $m=1-\gamma$, C_0 – концентрация флюида до вступления в реакцию, C – концентрация после реакции.

В свою очередь, в результате вертикальной миграции флюида с определенной скоростью (u), время течения потока пропорционально интервалу (Δh) заполняющегося коллектора. Согласно уравнению Буссинеска скорость движения флюида пропорциональна произведению квадрата раскрытости трещин и градиента давления [3]. Однако, время течения флюида в определенном интервале Δh зависит и от густоты трещин, т.е. с увеличением густоты время течения пропорционально увеличивается, потому что соразмерно падает скорость течения потока. Итак, в уравнение движения флюидов вводим коэффициент трещинноватости коллектора (k_{mp}), пропорциональный произведению густоты трещин и раскрытости:

$$\Delta t = \Delta h k_{mp} / u. \quad (10)$$

Используя неравенство (6), а также выражения (9 и 10) определим параметр (b) характеризующий степень преобразования всего песчаного пласта (коллектора, мощностью h) обусловленного химически активными флюидами:

$$b = u V \zeta (C^m - C_0^m) / (k_{mp} m \sigma S h). \quad (11)$$

Но время заполнения флюидами и степень химической активности с веществом породы для каждого интервала dh различно. Выделим из выражения (11) постоянную

величину (ξ) и, при $b = b_0/\xi$ интегрируя приращенную величину db относительно b , находим среднее значение степени преобразования, т.е. долю преобразованной материи:

$$Y_i = \xi \int db/b = \xi \ln(b) + b_0. \quad (12)$$

В полученном выражении величина Y может быть определена статистическим методом корреляционного анализа каротажных диаграмм [9]. Например, для определения каолинизации исследуем зависимость выборочных значений пористости и глинистости песчаного пласта причем, выбираем значения только с положительным коэффициентом корреляции (пусть $k > +0.6$) и считаем количество выборочных значений с этим условием (q). Далее, для определения доли интервала пласта, где происходит процесс каолинизации, путем скользящей линии точек вдоль оси скважины с неким шагом вычисляем необходимый параметр по следующей зависимости:

$$Y_i \approx Y = q/n = (\sum_{i=1}^n q_i) / n, \quad (13)$$

где q – количество выборочных значений, при условии $k_i > + 0.6$; n – генеральная выборка (количество точек пласта). Статистический параметр Y выражает интервальную меру влияния вторичных процессов в песчаниках исследуемых пластов, т.е. долю преобразованного вещества.

Удельная площадь поверхности пористой среды в единице объема определяется по известной зависимости [4]:

$$S_v = 6(1 - k_n)/d_s, \quad (14)$$

где k_n – коэффициент пористости, d_s – средний диаметр одноразмерных сферических зерен с кубической укладкой.

Диаметр зерен в глинистом песчанике можно вычислить согласно эмпирическим данным (О. А. Черников, А. И. Куренков) через коэффициент глинистости (k_{gl}) [4]. В результате удельная площадь поверхности пор размерностью $[1/м]$ оказалась равна:

$$S_v = 4 \cdot 10^3 (1 - k_n) / (1 - 2k_{gl}). \quad (15)$$

Таким образом, проведенные теоретические исследования позволили обосновать возможность вычисления интенсивностей процессов наложенного эпигенеза в песчаных интервалах исследуемых пластов, используя только статистический метод корреляционного анализа выборочных данных материалов ГИС. Среднюю интенсивность процесса исследуемого интервала песчаника в выражении (1) можно записать через корреляционные зависимости, т.е. ковариационный параметр μ заменить коэффициентом корреляции k :

$$\langle I \rangle = b_0 \mu / \langle S_v \rangle = \chi b_0 k / \langle S_v \rangle, \quad (16)$$

где $b_0 = \exp((Y - b_0)/\xi)$, χ – произведение стандартных (среднеквадратичных) отклонений коррелирующих выборочных данных.

Применение в геофизике полученного равенства (16) значительно повышает информационность интерпретируемых материалов ГИС, позволяет определять в корреляционных связях интенсивность различных геохимических процессов. В этом случае необходимо правильно отождествлять физико-химическую зависимость выборочных данных, коррелирующих между собой, с определяемым вторичным процессом.

Покажем эффективность предлагаемой методики на примере сопоставлений результатов проведенных статистических исследований с результатами исследований керна и сейсмическими данными.

Пример использования корреляционного метода

Нами были изучены и переинтерпретированы порядка 200 скважин (около 4000 изученных интервалов) слабоизученной территории Томской области на предмет выявления низкоомных коллекторов, пропущенных традиционной интерпретацией материалов ГИС. Переинтерпретация каждой скважины проводилась по 20 – 22 пластам песчаных коллекторов в меловых и юрских отложениях.

В основу разработанного метода положена идея дифференциации интегрального теплового нейтронного поля в песчанике (т.е. показания стационарного зонда нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам – ННК_т) в зависимости от концентраций железа и бора, что позволяет определять их относительную концентрацию (а также макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов (МСП), калий и кремний) после калибровки используемого алгоритма по средним содержаниям химических элементов в песчаниках исследуемого района и стратиграфического горизонта [6, 8]. Коэффициент корреляции между результатами лабораторного нейтронно-активационного анализа песчаника и программным определением относительного содержания железа $k_{Fe} > 0.85$, а для калия $k_K > 0.63$. Программный корреляционный анализ данных элементов, МСП с общей пористостью, электрическим сопротивлением и карбонатностью пласта выявляет интервалы, обусловленные ярко выраженными процессами наложенного эпигенеза, а также позволяет определять характер насыщения коллектора с вычисляемой вероятностью [7, 9].

Перечислим некоторые возможности этого метода при определении различных процессов обусловленных наложенным эпигенезом:

– Положительная корреляция пористости с глинистостью в исследуемом интервале песчаного коллектора в значительной степени обусловлена каолинизацией.

– Вторичная карбонатизация, характеризуемая повышенным содержанием редкоземельных элементов, железа, марганца и т.д., приводит к увеличению макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов относительно диагенетически

сформированных карбонатов. Положительная корреляция МСП с карбонатностью (при неизменной глинистости) связана с процессом отложения вторичных карбонатов.

– Отрицательная корреляция УЭС с содержанием железа, калия в полимиктовых песчаниках указывает на такие процессы, как пиритизация с электронной проводимостью, деградация хлоритов и гидрослюд при которой ионы железа и калия насыщая приповерхностную пленку воды, значительно понижают электрическое сопротивление пласта.

– Положительная корреляция пористости с УЭС может быть обусловлена нефтегазонасыщением коллектора в силу отличных изоляционных свойств углеводородов.

Естественно, корреляционные зависимости определяются не только эпигенетическими, но и катагенетическими процессами. Например, положительная корреляция калия с глинистостью песчаника в значительной степени связана с его гидрослюдизацией, образующейся в результате повышения температуры пласта (при $T > 150^\circ\text{C}$). В этом случае интенсивность катагенетического процесса не определяется равенством (1), но очевидно, что ковариация также будет являться одним из основных параметров его вычисленной интенсивности.

Итак, рассмотрим зависимости, полученные на основе отрицательных корреляционных связей железа и УЭС в результате пиритизации и деградации хлоритов в песчаных коллекторах. С целью усиления достоверности результатов были отобраны 53 скважины, расположенные на различных структурах. Из переинтерпретированных программным способом материалов ГИС (более 1000 песчаных пластов юрско-меловых отложений), на предмет выявления низкоомных коллекторов, определены 122 интервала с признаками насыщения УВ и влиянием железа на УЭС. Все полученные интервальные результаты были усреднены по скважине. На временных сейсмических разрезах территории Томской области основным отражающим горизонтом подстилающим меловые отложения является подошва баженовской свиты Π^a . Определение градиента и лапласиана на структурном плане данного отражающего горизонта и усредненных юрско-меловых параметров интенсивности вторичных преобразований по скважине позволяют связать эти расчетные величины через коэффициент трещинноватости.

Известно, что микротрещины, как правило – трещины отрыва, образуются в местах повышенной пликвативности, кривизны пласта. При таких условиях коэффициент трещинноватости пропорционален производной поверхности второго порядка (L – лапласиану) отражающего горизонта, зависит от мощности приуроченного (к отражающему горизонту) пласта и вычисляется согласно уравнению [1]:

$$\langle k_{mp} \rangle = \langle h \rangle L / 2. \quad (17)$$

Таким образом, сопоставление полученных статистических данных интервальных параметров Y_{Fe} (при условии $k < -0.6$, по формуле (13)) для каждой скважины с результатами вычисления коэффициента трещиноватости выявило семейство корреляционных зависимостей (рис. 1). Причем, все группы средних интервальных параметров обладают обратно пропорциональной логарифмической связью с трещиноватостью. Что является подтверждением соответствия действительности уравнений (11-13).

Однако представляет интерес сопоставление параметров Y вычисленных статистическим, корреляционным методом по формуле (13) и теоретическим, определенным согласно уравнению (12). Здесь, прежде всего, необходимо найти постоянные значения b_0 и ξ обуславливающие группирование вычисляемых параметров относительно определенной кривой. С этой целью, используя данные материалов ГИС, были определены коэффициенты пористости, глинистости, температура (T) и абсолютные глубины залегания пластов (Z_a) на основании которых вычислялись следующие эквивалентные величины:

– Скорость потока флюидов $u \sim \delta^2 dp/dl \sim \delta^2 \Delta Z$, где δ – раскрытость трещин, dp/dl – градиент давления флюида между источником и стоком миграции, т.е. $\Delta p \sim \Delta Z = \langle Z \rangle - Z_a$.

– Объем пор $V \sim k_n$, плотность флюида $\zeta \approx 1$.

– Показатель m , обусловленный гетерогенной реакцией флюида в первую очередь функционально связан со степенью диссоциации ионов (в данном случае показатель $0 < \gamma < 1$ эквивалентен степени диссоциации), т.е. зависит от температуры пласта следующим образом $m \sim T \exp(-T/20)$.

– Удельная площадь поверхности вычислялась по формуле (15).

Итак, на основании применения уравнения (11), условия (6) и вычисленных эквивалентных параметров определялась средняя теоретическая величина степени преобразования юрско-меловых пластов по скважине:

$$b'_i = 1.8 \cdot 10^{-4} k_n \Delta Z / (k_{mp} S h T \exp(-T/20)) \leq 1, \quad (18)$$

где средняя глубина залегания источника миграции флюидов исследуемой территории (по всем скважинам) оказалась равна $\langle Z \rangle = 3450$ м. Сопоставление статистического интервального параметра Y_{Fe} с параметром b'_i позволило определить четыре логарифмические кривые с постоянными величинами: $b_{01} = 0.69$, $b_{02} = 0.53$, $b_{03} = 0.37$, $b_{04} = 0.31$ и $\xi_1 = 0.062$, $\xi_2 = 0.046$, $\xi_3 = 0.026$, $\xi_4 = 0.035$ (рис. 2). Номера кривых (т.е. относимых к ним значений по скважинам) соответствуют номерам рис. 1. При подстановке постоянных величин в уравнение (12) и вычисления теоретического параметра Y_t , с последующим сопоставлением со статистической величиной Y_{Fe} , была получена одна линейная зависимость с коэффициентом корреляции $k = 0.9$.

Если сравнить действующие параметры формул (11) и (18) то окажется, что постоянная величина ξ для кривой эквивалентна: $\xi \sim [\delta^2 (C^m - C_0^m)]^{-1}$. В свою очередь, отношение $\langle b_{0i}/\xi_i \rangle = 11.2 \pm 1.9$ представляет собой константу. Все это говорит о том, что группирование полученных зависимостей по скважинам происходит вследствие того, что источником физического влияния на изменения раскрытости трещин и разницу содержания флюидов в порах коллектора может служить один и тот же агент, но с различной степенью воздействия на содержание флюидов и раскрытость. Раскрытость трещин зависит от радиуса кривизны пласта и внутреннего давления. Разница содержания флюидов до вступления в реакцию и после ее прохождения зависима не только от давления поступающих растворов, но и от раскрытости трещин, степени химической активности, пористости коллектора. По всей видимости, нелинейная зависимость данного произведения от совокупности перечисленных факторов приводит к появлению повышенной плотности распределения интервального параметра для выборки таких скважин, где множители величины ξ значительно компенсируют друг друга. Например, с увеличением давления раскрытость трещин и температура пласта увеличиваются, это приводит к различному влиянию на параметры C и m , что, в свою очередь, может привести к уменьшению разности, компенсирующей увеличение δ^2 , следовательно ξ – величина, стремящаяся к const.

Анализ полученных результатов и зависимостей позволил объяснить появление различных кривых на рис. 1 и 2. Например, кривая 1 отражает невысокую раскрытость трещин, при самом низком обусловленном показателе гетерогенной реакции (т.е. $m_1 = 2.4 \cdot a$, $a - const$, где сам показатель реакции (степень диссоциации) максимальный $\gamma = 1 - a \cdot 2.4$). Для двух следующих кривых обусловленный показатель возрастает ($m_2 = 3.4 \cdot a$, $m_3 = 3.7 \cdot a$), с незначительным повышением раскрытости трещин. Последняя группа скважин характеризуется очень низкой степенью диссоциации ионов и высоким разбросом раскрытости трещин. Отсюда и значительный разброс выборочных значений Y . Этот факт объясняется, с одной стороны, способностью углеводородов «консервировать» процессы растворения и переотложения пород. Где в результате вторичных преобразований породы, приводящих к ее пластической деформации, заполненные УВ пустоты продолжают сохранять связанность и препятствуют снижению проницаемости в отличие от тупиковых пор с остаточной водонасыщенностью (т.н. закономерность Чепикова) [5]. С другой стороны, в эту группу вошли малоперспективные скважины с точки зрения их продуктивности. Они оказались как с высокой раскрытостью трещин, так и с «залеченной» трещиноватостью. Видимо, это обусловлено отсутствием в районе миграции флюидов надлежащих структурных ловушек, в которых время преобразования вещества соответствовало бы времени миграции.

В свою очередь, были отобраны дела 36 скважин, где описание керна (в основном песчаники юрских отложений) представлено наиболее полно, причем в описании фигурировали вторичные процессы, либо минералы, связанные с каолинизацией, а их место взятия соответствовало исследуемым интервалам. В исследуемых интервалах цифровых каротажных диаграмм определялся средний квадрат коэффициента корреляции не только пористости с глинистостью (где $k > +0.6$), но и других зависимостей, связанных с различными вычисляемыми процессами. Далее все полученные коэффициенты суммировались, проводилась нормировка на 100%, и вычислялась доля каждого процесса (k_i^2 , %). Согласно полученной формуле (16) коэффициент корреляции прямо пропорционален интенсивности

вторичного процесса (пусть $I \sim k_i^2 / \sum_j k_j^2$), поэтому соответствие описания керна с вычисленным статистическим параметром может служить еще одним доказательством тождественности результатов теоретических исследований фактическому материалу.

Итак, получив числовую величину интенсивности определенного процесса, можно проверить статистическую значимость соответствия данного параметра фактическим исследованиям керна. Для этого были построены интегральные кривые интенсивности изучаемого процесса в случае соответствия и несоответствия теоретических величин фактическому материалу, причем точка пересечения показывает критическую величину эффективности деления на достоверный и недостоверный результат (рис. 3).

Кривая каолинизации строилась с шагом («окном») интенсивности 5%, где происходило вычисление среднего значения попавших данных в каждом «окне» $\langle I_n \rangle$ с дальнейшим суммированием предыдущей величины $\langle I_{n-1} \rangle$. Кривая несоответствия строилась в обратном порядке суммирования. Причем, сумма всех интенсивностей каждого процесса нормировалась на 100%.

На представленном рисунке мы видим, что для процесса каолинизации критическое значение $I_{кр} = 10\%$, эффективность составляет 71%. Следовательно, выделяется зона неоднозначности теоретических вычислений (пересечение с осью $I_{каоил} \leq 28\%$). Поэтому, при получении квадрата коэффициента корреляции пористости с глинистостью (I) больше зоны неоднозначности, с ~95% достоверностью можно предполагать (т.к. ось I пересекает линия тренда) присутствие данного эпигенетического процесса в исследуемом интервале.

Заключение

Сформулированное определение интенсивности процессов наложенного эпигенеза позволило обосновать закономерное применение корреляционных связей выборочных

данных материалов ГИС для решения не столько петрофизических, сколько геохимических задач при поиске и разведке запасов нефти и газа.

На основе предлагаемой методики в песчаниках, используя только материалы ГИС, можно вычислять интенсивности таких процессов, обусловленных миграцией флюидов, как каолинизация, вторичная карбонатизация, деградация хлоритов и гидрослюд, насыщения углеводородами. Определение интенсивности вторичных процессов, связанных с образованием поверхностной анионно-катионной проводимостью с соответствующим понижением электрического сопротивления пласта, позволяют выделять низкоомные пласты насыщенные углеводородами, пропущенные в случае традиционной интерпретации данных ГИС. В свою очередь, метаморфизм горной породы может определяться не только наложенным эпигенезом, что предполагает дальнейшее изучение корреляционных зависимостей выборочных комплекса ГИС и их связь с катагенез-диагенетическими процессами.

Таким образом, применение данного вида анализа, при минимальных затратах на базе старых каротажных диаграмм, позволяет получать новую достоверную информацию о нефтегазонасыщенности исследуемых пластов и геохимических процессах, происходящих в зонах расположения скважин.

Литература

1. *Голф-Рахт Т. Д.* Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
2. *Запывалов Н. П., Попов И. П.* Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. – 198 с.
3. *Квеско Б.Б.* Подземная гидромеханика: Учебное пособие.– Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 181 с.
4. *Кобранова В.Н.* Петрофизика – М.: Недра, 1986.–392 с.
5. *Лебедев Б. А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
6. *Мельник И. А.* Выделение нефтенасыщенных интервалов на основе переинтерпретации ГИС в низкоомных коллекторах-песчаниках//Нефтяное хозяйство. – 2008. – №4. – С. 34–36.
7. *Мельник И. А.* Технология повышения информативности данных ГИС с целью выделения зон наложенного эпигенеза в песчаниках-коллекторах//Вестник Томского ГУ.– 2007.– № 12.– С. 223–227.
8. *Мельник И. А.* Методика выявления нефтегазоносных объектов в эпигенетически преобразованных коллекторах Западной Сибири//Геофизика. – 2012. – №1. – С. 31–35.
9. *Мельник И. А.* Статистический метод отличия водонасыщенных (низкоомных) коллекторов от нефтегазонасыщенных и выявления перспективных зон//Каротажник. – 2012. – №4. – С. 29–42.
10. *Смирнов А.С., Федоров К.М., Шевелев А.П.* О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт // Известия РАН. Серия МЖГ.– 2010. – № 5. – С.114–121.
11. *Соколов Б. А., Абя Э. А.* Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.

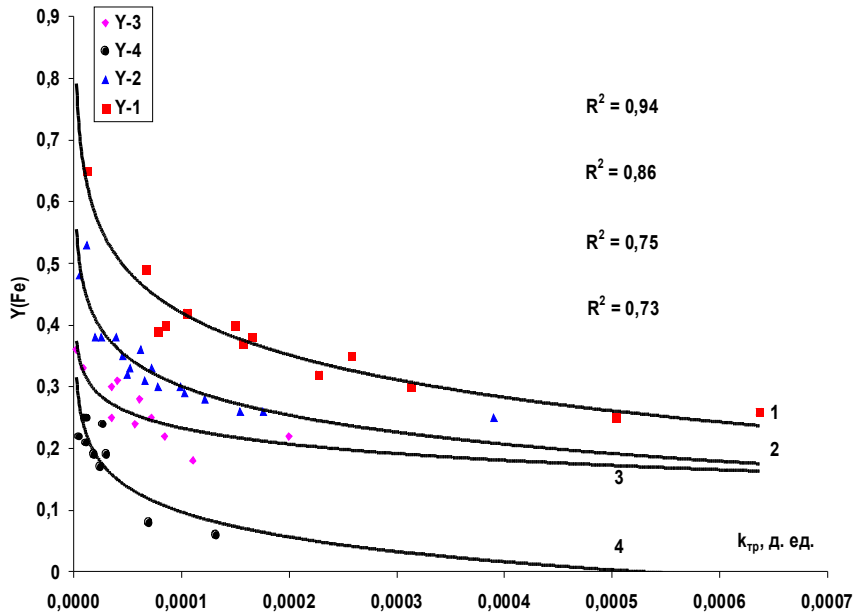


Рис.1. Зависимость среднего статистического интервального параметра (Y_{Fe}) по юрско-меловому комплексу отложений от коэффициента трещиноватости ($k_{тр}$), вычисленного на основании лапласиана отражающего горизонта Π^a территории Томской области.

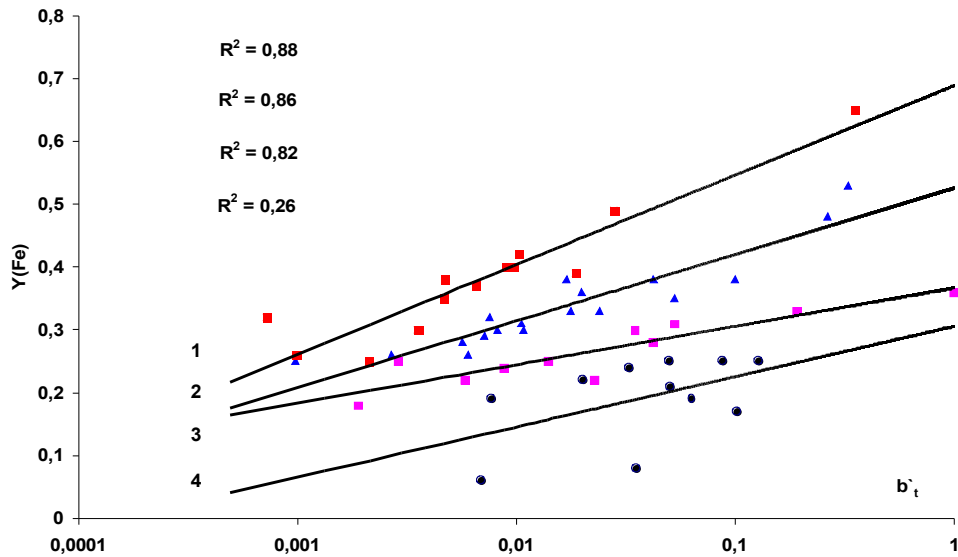


Рис. 2. Сопоставление статистического интервального параметра по железу (Y_{Fe}) со степенью вторичного преобразования породы (b_t) обусловленного наложенным эпигенезом.

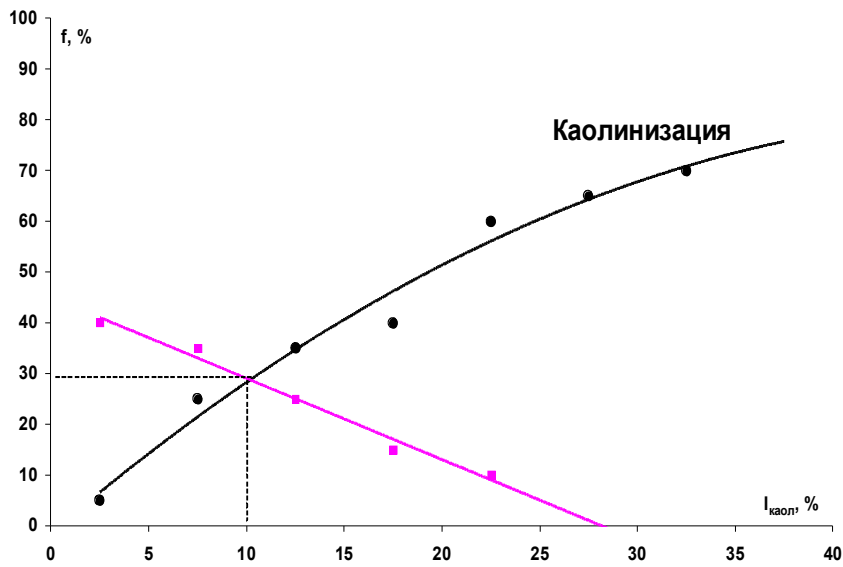


Рис. 3. Интегральные кривые тренда интенсивности каолинизации при сопоставлении результатов переинтерпретации ГИС с описанием ядра в случае достоверного (каолинизация) и ошибочного соотнесения.

Статья опубликована в журнале «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 2012. – №11. – С. 35-40.