



УДК 550.832:552.578.2.061.334

## ВЫЯВЛЕНИЕ ВТОРИЧНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ОСНОВЕ СТАНДАРТНОГО КОМПЛЕКСА ГИС

И. А. Мельник, Р. А. Лейкам, Т. К. Беряльцева

Показана методика выявления вторичных геохимических процессов в песчаных коллекторах на основе нетрадиционного корреляционного анализа данных комплекса ГИС. Определен алгоритм вычисления интенсивности вторичных преобразований. На примере юрских отложений Томской области установлены граничные значения определяемых параметров.

**Ключевые слова:** каротаж, вторичный геохимический процесс, миграция углеводородов.

## SECONDARY GEOCHEMICAL PROCESSES IN SANDSTONE RESERVOIRS REVELATION ON THE BASIS OF A STANDARD LOGGING COMPLEX

I. A. Melnik, R. A. Leikam, T. K. Beryaltseva

It is shown how to reveal secondary geochemical processes in sandstone reservoirs basing on the unconventional correlation analysis of the logging complex. An algorithm for computing the intensity of secondary transformations is developed. Boundary values of the defined parameters are determined by the example of Jurassic deposits in the Tomsk Region.

**Keywords:** logging, secondary geochemical processes, migration of hydrocarbons.

Процессы наложенного эпигенеза оказывают существенное влияние на образование коллекторов 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», обусловленных реакциями взаимодействия вода – породы, углеводороды – породы и вода – углеводороды еще на стадии интерпретации каротажных диаграмм, позволит существенно снизить затраты и время выявления продуктивных горизонтов.

Выделим основные процессы по результатам приведенных реакций взаимодействия, на основании которых можно отличить наложенный эпигенез от стадийной реакции [1]. Во-первых, возникший углекислотный метасоматоз приводит к интенсивной каолинизации алюмосиликатных компонентов, повышающей емкостные свойства коллектора. Во-вторых, в зоне с щелочной средой происходит переотложение пород, при котором плотность пород резко увеличивается вследствие вторичной карбонатизации. Здесь вторичные карбонаты характеризуются повышенным содержанием редкоземельных элементов, железа, марганца и т. д., что, в свою очередь, приводит к увеличению макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов относительно диагенетически сформированных карбонатов.

Миграция флюидов (различных газов, кислот, паров воды, углеводородов и др.) обусловлена дизъюнктивными и пликативными тектоническими процессами [8]. В зонах дизъюнктивных дислока-

ций по разломам наблюдаются вертикальная миграция флюидов и образование многопластовых месторождений [3]. Пликативные деформации развивают трещиноватость в жестких породах типа песчаников, которые в паре с более пластичными глинами-покрышками образуют коллектор. Развитие трещиноватости коллекторов значительно повышает их проницаемость.

Итак, прослеживается следующая закономерность: дизъюнктивно-пликативные тектонические процессы, разуплотняя породу, порождают миграцию флюидов, что приводит 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.

Таким образом, зная интенсивность каолинизации, вторичной карбонатизации, пористость и проницаемость исследуемого интервала, при сопоставлении этих данных можно определить характер насыщения исследуемого пласта и обусловленную им реакцию эпигенетического процесса, причем достаточно использования стандартного комплекса ГИС.

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<sub>T</sub>) 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 [4, 5]. Коэффициент корреляции между результатами лабораторного нейтронно-активационного анализа песчаника и программным определением относительного содержания железа – более 0,85, калия – более 0,63. В результате программного корреляционного анализа (ПКА) данных элементов, МСП с общей пористостью и электрическим сопротивлением пласта определяют интервалы, обусловленные ярко выраженными процессами наложенного эпигенеза, и характер насыщения коллектора с вычисляемой вероятностью [6].

### Краткое описание методики корреляционного анализа

Предлагаемый метод статистического анализа материалов ГИС основан на электрических свойствах УВ и токопроводящих минералов твердой фазы породы. Сопоставляя результаты переработки оцифрованных диаграмм ГИС вдоль разреза скважины, можно вычленять интервалы в коллекторах с определенными корреляционными связями.

Например, хорошо известно, что углеводороды – отличные изоляторы, и поэтому показания корреляционной зависимости кажущегося электрического сопротивления с общей пористостью должны быть положительны. В свою очередь, в исследуемых интервалах коллекторов-песчаников при сравнении содержаний железа (пиритизация) и калия (деградация гидрослюд) либо глинистости с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) их корреляционная зависимость может оказаться обратно пропорциональной. Этот факт позволяет классифицировать данный интервал как низкоомный.

Но не все так просто. Прямопропорциональная зависимость пористости и УЭС может быть получена и в других случаях. Так, при интенсивной пелитизации и каолинизации песчаников с увеличением глинистости увеличивается пористость. Глинизация водонасыщенного интервала (при минерализации более 30 г/л) повышает электрическое сопротивление, что и приводит к положительной корреляции сопротивления с пористостью [7]. Или, например, обратная корреляционная зависимость пористости и УЭС может быть обусловлена повышением карбонатизации, при котором пористость уменьшается с большей интенсивностью, чем электрическое сопротивление. В этом случае необходимо сопоставлять между собой различные корреляционные зависимости, анализ которых позволяет вычленять факторы, влияющие на результативность метода. Также возможно применение регрессионных уравнений.

Система выборочных данных корреляционных зависимостей открытой пористости ( $w$ ) и кажущего УЭС ( $\rho$ ) представляет собой двухмерную случайную величину с определенной степенью статистической связи и корреляции, выражаемой коэффициентом ( $k$ ). Квадрат коэффициента корреляции есть квадрат центрального момента связи двух выборок, деленного на произведение их дисперсий [2]. Поэтому, вычислив коэффициент корреляции открытой пористости и УЭС (при  $k_{(w, \rho)} > 0,6$ ) путем скользящей линии точек вдоль оси скважины, можно вычислить вероятность определения нефтенасыщенности интервала по следующей зависимости:

$$\rho = \sum_{j=1}^J \frac{\left\{ \left( \sum_{i=1}^n k_i^2 \right) / n \right\}}{J},$$

где  $i$  – индекс, отражающий количество задающих точек скользящей линии по скважине;  $j$  – количество шагов.

При статистическом анализе данной зависимости выявлено, что значимым результатом определения коэффициентов корреляции можно принять заданное количество точек ( $m_j$ ) от 7 и выше с шагом  $h = (m_n - 7)/n$ .

В данном случае, вероятность ( $\rho$ ) – это аппроксимирующая величина, равная усредненному квадрату коэффициента корреляции в корреляционной связи между УЭС и общей пористостью, которая соответствует данной зависимости в доверительном интервале  $\pm 5\%$ . Проще говоря, этот статистический параметр показывает среднее значение аппроксимации по двум степеням свободы для положительной зависимости пористости и УЭС. Чем больше математическая величина вероятности ( $\rho$ ), тем больше вероятность насыщения исследуемого интервала углеводородами. Назовем этот параметр *вероятностью насыщения УВ*.

Для того чтобы интенсивность изучаемого процесса выразить числовым значением, проводится корреляционный анализ исследуемого интервала между следующими выборочными параметрами: УЭС, пористостью, МСП, содержанием кремния, калия и железа. Интенсивность  $i$ -го процесса вычисляется по формуле

$$I_i = \alpha k_{i-j}^2 + \beta k_{9-i}^2 + \dots + n k_{m-n}^2,$$

где  $k$  – коэффициент корреляции параметров  $i, j, \dots, n$  (при  $|k| > 0,6$ );  $\alpha, \beta$  – весовые коэффициенты.

Интенсивность *каолинизации*, например, определяется по положительным корреляционным зависимостям между пористостью и макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов (глинистость), а также между кремнием и пористостью, а интенсивность *вторичной карбонатизации* – по отрицательным зависимостям между пористостью и железом (сидерит), железом и кремнием и положительной зависимостью между карбонатностью и МСП, УЭС и железом. Весом



вые коэффициенты подбираются эмпирически. Далее все полученные интенсивности суммируются, нормируются на 100 %, и вычисляется доля каждого процесса ( $I_i$ , %).

Степень влияния железа, калия и глинистости (МСП) на УЭС (с коэффициентом корреляции  $k < -0,6$ ) путем скользящей линии точек вдоль оси скважины с шагом  $h$  исследуемого пласта можно определить по следующей зависимости:

$$Y = q/n = \sum_{i=1}^n q_i / n,$$

где  $q$  – количество выборочных значений, при условии  $k_i < -0,6$ ;  $n$  – генеральная выборка (количество точек пласта).

Величина  $Y_{\{Fe, K\}}$  определяет долю интервала пласта относительно всего песчаного пласта в разрезе скважины, где твердая фаза породы, содержащая железо и калий, понижает УЭС. Данный (*интервальный*) параметр выражает интервальную меру влияния вторичных процессов на отложения горных пород в песчаниках.

#### Пример определения вторичных процессов

Сопоставление результатов инновационных исследований около 200 скважин (около 500 изученных интервалов, где имелось описание керн и (или) данные испытания пласта), полученных по данной методике, и их сравнение с результатами испытания пластов и описаниями керн позволили определить степень достоверности инновационной технологии определения характера насыщения. Сопоставление проводилось по количеству совпадений результатов испытания (исследования керн) пластов с прогнозным УВ насыщением и при его отсутствии.

В качестве примера показаны результаты исследований пластов в отложениях верхнеюрского литолого-стратиграфического комплекса ( $Ю_1^{1-4}$  и  $Ю_2$ ), в которых проведены наиболее полные испытания. По ним расчетные параметры вероятности УВ  $\langle p \rangle$  сопоставлены с результатами испытания скважин и описанием шлифов керн (содержание битумов, нефти и газа в 52 пластах) (рис. 1). Интегральная кривая (f-УВ) отражает количество совпадений результатов переинтерпретации с действительным содержанием УВ в породе, а кривая (f-вода) – результаты ошибочной переинтерпретации ГИС. Точка пересечения интегральных кривых показывает критическую величину эффективности деления результата на достоверный и недостоверный.

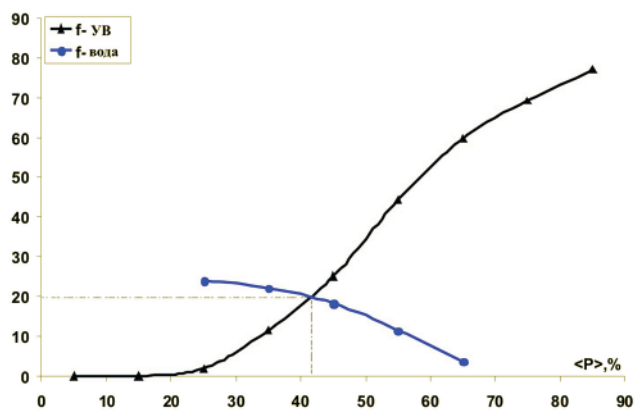
Таким образом, при критическом значении  $\langle p_{kr} \rangle = 42$  % эффективность составляет 80 %, где ошибочное отнесение  $f_{kr} = 20$  % находится в пределах стандартной значимой достоверности ( $f \leq 30$  %). При сопоставлении результатов испытания скважин с итогами переинтерпретации материалов ГИС при  $p > 65$  % почти в 95 % случаев вычисления соответствовали результатам испытаний.

В свою очередь, получив числовую величину интенсивности определенного процесса, можно проверить статистическую значимость соответствия данного параметра фактическим исследованиям керн. 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.

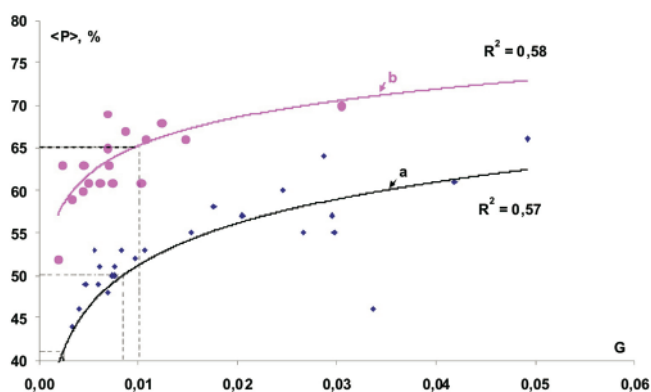
Для карбонатизации при интенсивности процесса больше критического значения  $I_k > 20$  % (эффективность соответствия  $ef > (100 \% - 22 \%) = 78$  %) достоверность соответствия теоретических расчетов фактическим материалам превышает 50 %. Для каолинизации критическое значение  $I_k = 10$  %, эффективность  $ef = 71$  %. Следовательно, выделяются зоны неоднозначности теоретических вычислений (пересечение с осью  $I$ ), для карбонатизации –  $I_{кар} \leq 32$  %, для каолинизации –  $I_{каоил} \leq 28$  %. Поэтому при получении теоретической величины интенсивности вычисляемых процессов ( $I_i$ ) больше зоны неоднозначности почти с 95 %-ной достоверностью *можно предполагать* (так как ось  $I$  пересекает линия тренда) присутствие данного ( $i$ -го) эпигенетического процесса в исследуемом интервале.

По мере накопления информации по низкоомным продуктивным пластам, полученной с помощью описанной методики, наметились некоторые закономерности в размещении прогнозно-продуктивных скважин в пространстве и прогнозно-продуктивных пластов в разрезе. Понятно, что там, где развиты крупные разрывные нарушения, долгоживущие и периодически обновляющиеся, возникновение многопластовых месторождений неизбежно, хотя масштабы скоплений углеводородов в разных пластах могут быть разными, а часть их будет разрушенными. Тем не менее эти тектонически активные зоны, где произошли интенсивные вторичные изменения с возможным углеводородным насыщением, наиболее перспективны для формирования коллекторов. Не меньший интерес представляют зоны *сочленения* куполовидных поднятий и прогибов, также тектонически напряженных с возможным развитием трещиноватости. Здесь формируются вторичные низкоомные коллекторы. Причем чем «круче» склон сочленения, тем значительно больше разуплотненность породы, интенсивность вторичных преобразований и вероятность формирования УВ коллектора в вышележащих пластах.

Возникает необходимость каким-то образом охарактеризовать «крутость» склона с математической точки зрения и определить ее значение. В качестве основного инструмента можно использовать математический аппарат, применяемый при интерпретации временных сейсмограмм. Наиболее информативными и значимыми с точки



**Рис. 1.** Интегральные кривые сопоставления результатов переинтерпретации ГИС с действительным характером насыщения пласта в случае достоверного (f-УВ) и ошибочного (f-вода) соотношения



**Рис. 2.** Зависимость средней вероятности насыщения УВ скважины  $\langle P \rangle$  от градиента ( $G$ ) по отражающему горизонту II<sup>а</sup> слабоизученной территории Томской области (группа скважин с вероятностью УВ насыщения: а – меньшей; б – большей)

зрения решения поставленной задачи, является такой оператор, как градиент. В качестве исследуемого параметра возьмем поверхностную функцию рельефа от высоты  $f_z$ . В этом случае  $\text{grad}f_z$  – двухкомпонентная сумма частных производных  $f_z$  по ее аргументам  $X$  и  $Y$ .

На временных сейсмических разрезах территории Томской области основной отражающий горизонт, подстилающий меловые отложения, – подошва баженовской свиты II<sup>а</sup>. Определение градиента на его структурном плане и его сопоставление с вероятностью УВ насыщения ( $p$ ) позволяет исследовать эту зависимость как в юрских, так и в меловых отложениях.

Переинтерпретация материалов ГИС каждой скважины, т. е. определение параметров  $p$  и  $Y$ , проводилось по 20–22 пластам песчаных коллекторов в меловых и верхне-среднеюрских отложениях.

Рассмотрим полученную зависимость между средней вероятностью насыщения УВ ( $\langle p \rangle$ ) по скважине (юрские и меловые отложения) и градиентом ( $G$ ) на Парабельском мегавыступе, Северо-Парабельской мегамоноклинали и в Усть-Тымской мегавападине для скважин, расположенных на структурах I порядка (рис. 2). Между указанными

характеристиками проявилась прямо пропорциональная логарифмическая связь: чем больше трещиноватость породы, тем интенсивнее миграция УВ. Очевидно, полученная зависимость подтверждает достоверность используемого алгоритма переинтерпретации материалов ГИС.

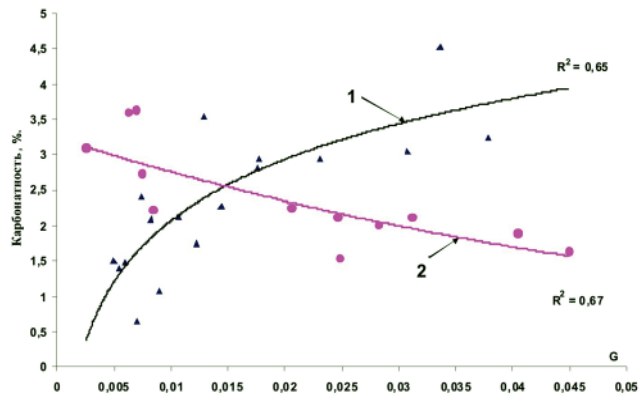
На диаграмме данная зависимость разделилась на две группы скважин – с большей ( $b$ ) и меньшей ( $a$ ) средней вероятностью насыщения УВ. По всей видимости, этот параметр связан не только с тектоническими явлениями, но и с различными геохимическими процессами. Для подтверждения данной гипотезы были изучены материалы литолого-петрографических и петрофизических анализов керн в делах скважин.

Пласты Ю<sub>1</sub><sup>1-5</sup> и Ю<sub>2</sub> пройдены с отбором керн в 42 скважинах, но требуемые исследования образцов керн в комплексе проведены только в 21, изучался, как правило, керн только васюганской либо наунакской свит. В основном породы представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Нами были рассмотрены описания 25 образцов песчаника и 9 образцов алевролита, что дало возможность оценить влияние вторичных процессов и уточнить характер изменения пород-коллекторов.

Процессы, связанные с выносом веществ, выявлены в 12 скважинах группы  $b$ . Эпигенез выражен в каолинизации и в развитии вторичного каолинита, в гидрослюдизации и разложении слюд, в пелитизации и разложении полевых шпатов. В 9 скважинах группы  $a$  (с меньшей вероятностью насыщения УВ) обнаружены вторичные процессы, развивающиеся с привносом вещества, а именно: карбонатизация, сидеритизация, регенерация кварца, слюд и полевых шпатов, растворение контуров зерен и замещение обломков зерен гидрослюдами.

На основе изучения пластов Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Ярской скв. 1 и Передовой скв. 190 вычислена интенсивность вторичных процессов по материалам ГИС. Эти скважины отнесены к разным типам выделенных нами групп. В первой (инт. 1961–1975,8 м) развивается процесс выноса вещества (каолинизация), расчетная интенсивность которой составляет 35 %, а во второй (инт. 2535–2542,2 м) – привноса вещества (карбонатизация) с расчетной интенсивностью 38 %. Остальные процессы не связаны с уплотнением-разуплотнением породы. Значения полученных интенсивностей выше зоны неоднозначности, что подтверждает соответствие полученных теоретических результатов фактическому материалу.

Изучены также результаты петрофизических исследований образцов керн в песчаниках верхнеюрских отложений по 30 скважинам востока Томской области с целью обнаружения статистических связей средних значений пористости, проницаемости, карбонатности с градиентом. Общее количество лабораторных определений пористости – 530, проницаемости – 442, карбонатности – 354. Средние значения ФЕС и карбонатности по



**Рис. 3.** Зависимость карбонатности от градиента в отложениях юры слабоизученного района Томской области (группы скважин на участках: 1 – Снежном, Пинджинском, Толпаровском, Болтном, 2 – Рыбальном, Киев-Еганском, кроме скв. 357)

скважине рассчитывались при наличии 5 и более анализов на пласт.

Анализ зависимостей показал: с увеличением градиента поверхности отражающего горизонта увеличиваются фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Особенно данная зависимость проявляется для проницаемости (связь с трещиноватостью), а вот карбонатность выражается по-разному. Определены две группы скважин и соответственно две зависимости; прямо пропорциональная – логарифмическая и обратно пропорциональная – экспоненциальная (кривые 1 и 2 на рис. 3).

Сопоставления карбонатности с пористостью и проницаемостью показали, что для первой группы скважин данная связь прямо пропорциональна (с пористостью корреляция лучше), а для второй она отсутствует. Это объясняется следующим образом: при повышении тектонической напряженности (т. е. градиента) повышается трещиноватость породы, что ведет к интенсификации миграционных процессов.

В первой группе скважин вторичные эпигенетические процессы в результате изменений окислительно-восстановительных условий приводят к повышению карбонатности в туфовом поровом пространстве при одновременном заполнении углеводородами проницаемого пространства и последующей консервации геохимических процессов. Эта группа скважин с разуплотненными породами расположена на Снежном, Пинджинском, Толпаровском и Болтном месторождениях (группа *b* на рис. 2).

Во второй группе скважин (группа *a* на рис. 2) на Рыбальном и Киев-Еганском (кроме скв. 357) месторождениях процесс вторичной карбонатизации в щелочной среде формирует зону уплотненных коллекторов.

Итак, в результате исследований было подтверждено, что предложенный метод статисти-

ческого анализа материалов ГИС позволяет выявлять процессы наложенного эпигенеза в песчаных коллекторах разреза скважин, а также разделять их по зонам уплотненно-разуплотненных пород.

## Выводы

В заключение хочется отметить, что предлагаемый инновационный статистический метод интерпретации стандартных материалов ГИС прежде всего основан на физико-химических процессах в изучаемой среде коллектора. Такие статистические характеристики, как дисперсия, коэффициент корреляции, ковариация и т. д. непременно отражают природные явления и, в свою очередь, могут являться параметром, выражающим физическую характеристику либо интенсивность определенных химических процессов, но самое главное, применение данного вида анализа позволяет при минимальных затратах на базе старых материалов ГИС получать новую достоверную информацию о нефтегазонасыщенности исследуемых пластов и геохимических процессах, происходящих в зонах расположения скважин.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Лебедев, Б. А.** Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах [Текст] / Б. А. Лебедев. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
2. **Лисьев, В. П.** Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие / МЭСИ [Текст] / В. П. Лисьев. – М., 2006. – 199 с.
3. **Конторович, В. А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири [Текст] / В. А. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
4. **Мельник, И. А.** Выделение нефтенасыщенных интервалов на основе переинтерпретации ГИС в низкоомных коллекторах-песчаниках [Текст] / И. А. Мельник // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 34–36.
5. **Мельник, И. А.** Повышение информативности нейтронного каротажа с целью выделения зон наложенного эпигенеза [Текст] / И. А. Мельник. – Деп. в ГИАБ, МГУ – 2008. – № 1. – 11 с.
6. **Мельник, И. А.** Технология повышения информативности данных ГИС с целью выделения зон наложенного эпигенеза в песчаниках-коллекторах [Текст] / И. А. Мельник // Вестн. ТГУ. – 2007. – № 12. – С. 223–227.
7. **Пархоменко, Э. И.** Электрические свойства горных пород [Текст] / Э. И. Пархоменко. – М.: Наука, 1965. – 154 с.
8. **Соколов, Б. А.** Флюидодинамическая модель нефтегазообразования [Текст] / Б. А. Соколов, Э. А. Абля. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.