

## ПОВЫШЕНИЕ ЦЕННОСТИ ИНФОРМАЦИИ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СТАНДАРТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

### ADDING VALUE TO DATA WHEN INTERPRETING STANDARD WELL LOGGING MEASUREMENTS

**И. А. Мельник**  
**Igor A. Melnik**

Томский филиал АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Томск, Российская Федерация

Tomsk Branch of the Siberian Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources JSC, Tomsk, Russian Federation

**И. В. Шарф**  
**Irina V. Sharf**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Актуальность работы связана с государственной задачей увеличения прироста запасов углеводородного (УВ) сырья на основе применения инновационного способа интерпретации старого фонда материалов ГИС.

Цель исследования заключена в иллюстрации определения ценности информации о вторичных процессах (пиритизации и каолинитизации), их интенсивностях в песчаных интервалах, вычисленных на основании данных ГИС. Подобраны геохимические критерии присутствия УВ и их граничные значения для Томской области.

В работе использованы результаты испытания пластов на основании «Дел скважин», а также инновационная технология статистической интерпретации материалов геофизических исследований скважин на предмет выявления низкоомных УВ-насыщенных коллекторов и интенсивностей вторичных геохимических процессов.

Представлены результаты статистической интерпретации материалов ГИС для испытанных УВ насыщенных и водонасыщенных песчаных интервалов (по скважинам Томской области и месторождения Самотлор), в которых определены критерии поиска пропущенных залежей УВ. Представлен математический аппарат оценки перспектив воспроизводства ресурсной базы углеводородов в результате интерпретации материалов ГИС.

#### *Выводы*

Интенсивности вторичных процессов являются индикаторами присутствия углеводородов и могут служить критерием их наличия. Граничные значения эмпирически определенных геохимических критериев могут меняться в зависимости от территории исследования. Парагенез наложено-эпигенетических процессов пиритизации и каолинитизации в песчаных интервалах указывает на их УВ насыщение. Использование параметра мультипликативной интенсивности таких эпигенетических процессов, как пиритизация, каолинитизация и карбонатизация, в юрских пластах позволяет исследовать насыщение пластов палеозоя.

Relevance of research is associated with the national task to increase the hydrocarbon reserves based on innovative technique of interpreting old GIS data.

The goal of the research is to demonstrate the value of data on the secondary processes (pyritization and kaolinitization), their intensities in the

#### Ключевые слова

геофизические исследования скважин, пиритизация, каолинитизация, ценность информации, прирост запасов углеводородов

#### Key words

well logging, pyritization, kaolinitization, data value, hydrocarbon reserves increment

sand intervals calculated using GIS information. The geochemical criteria of hydrocarbon accumulation and their cutoff values are selected for Tomsk Region.

The research is based on the results of formation test using well historical data as well as innovative statistical interpretation of well logging to reveal low-resistivity hydrocarbon saturated formations and intensities of the secondary geochemical processes.

Results of statistical interpretation of GIS information are presented for tested hydrocarbon-saturated and water-saturated sand intervals (wells of Tomsk Region and Samotlor oil field) where the search criteria of abandoned hydrocarbon deposit are defined. The study outlines a mathematical tool to estimate the perspective of redeveloping abandoned hydrocarbon fields based on the results of GIS information interpretation.

#### *Conclusion*

The intensity of secondary processes is an indicator of hydrocarbons and may serve as a criterion of their presence. Cutoff values of empirically determined geochemical criteria can change depending on the research area. Paragenesis of the superimposed processes of pyritization and kaolinitization in the sand intervals has shown their hydrocarbon saturation. Application of multiplicative intensity parameter of such epigenetic processes as pyritization, kaolinitization, and carbonization in Jurassic formations allows for study in saturation of Paleozoic formation.

#### **Введение**

Тенденции воспроизводства запасов углеводородов в Томской области отличаются низким коэффициентом восполнения запасов. В частности, коэффициент восполнения запасов в части нефти по категорию  $C_1$  за период 2004–2016 гг. составил 1,017, что с учетом 10-миллионной ежегодной добычи подтверждает мнение геологического сообщества о «проедании запасов» [1, 2].

Перспектива прироста запасов в традиционных районах нефтедобычи в настоящее время развивается на основе неисключаемости и взаимодополнения органической и неорганической концепциями происхождения нефти, которые ориентируют нефтегазовый бизнес на дальнейшее рациональное использование имеющегося углеводородного потенциала разрабатываемых месторождений. Формируемые в результате направления предполагают продление жизни уникальных и крупных месторождений, находящихся на 3 и 4 стадиях разработки, и освоение средних и мелких месторождений путем интенсификации притоков нефтяной жидкости, а, следовательно, повышения коэффициента извлечения нефти и поиска пропущенных залежей углеводородов в пределах лицензионных участков.

Однако современный этап, обусловленный качественными технологическими порывами, характеризуется расширением доказательной базы неорганической «глубинной» теории происхождения нефти, что предполагает вовлечение в поисковые «объекты всех бесперспективных с позиции органической гипотезы

территории России» [3], и, как следствие, применение ее теоретических основ на практике на территории Томской области может дать положительный результат. Согласно неорганической концепции происхождения нефти, углеводороды мигрируют из нижних слоев литосферы, и, как следствие, возможна концентрация углеводородов не только в ловушках мезозойских пород, но и в недрах палеозойского фундамента.

Преобладание осадочно-миграционной теории в прошлом веке при планировании геологоразведочных работ обусловило бурение поисковых и разведочных скважин до глубин расположения палеозойского фундамента. Таким образом, актуализируется задача поиска и обоснования методики интерпретации данных геофизических исследований старого фонда скважин с целью выявления залежей нефти и газа с учетом «вертикальных флюидопотоков, разломов растяжения и проницаемых зон фундамента».

Многолетнее изучение результатов статистической интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) в песчаных интервалах мела и юры позволило выработать новое направление поиска пропущенных нефтегазонасыщенных залежей [4, 5]. Суть предлагаемого метода основана на вычислениях статистических параметров в корреляционных связях показаний различных приборов ГИС (ННКТ, либо НГК, ГК, ПС, КС), при котором произведения этих параметров выражают интенсивности различных вторичных геохимических процессов. А определив ин-

тенсивности вторичных наложено-эпигенетических процессов (влияющих на поверхностную электрическую проводимость и емкостные свойства твердой фазы породы) в песчаных пластах вдоль разреза скважин, можно выявлять низкоомные нефтенасыщенные интервалы, пропущенные при традиционной интерпретации материалов ГИС. К тому же данный метод позволяет определять присутствие флюидопроникающих глубинных разломов и качество покрышек [6].

В этом случае повышение информативности стандартных материалов промысловой геофизики отражает не только количественную характеристику (интенсивности различных эпигенетических процессов), но и качество информации, т.е. её ценность. Мерой ценности информации является изменение вероятности достижения цели при получении этой информации [7]. Основной производственной целью геофизических исследований является обнаружение УВ залежей. Для вычисления ценности новой информации необходимо знать функциональную зависимость вероятности обнаружения УВ в песчаном коллекторе в зависимости от интенсивности определенных вторичных процессов.

Исследования показали, что наиболее информативными вторичными процессами с точки зрения их опосредованной (и непосредственной) связи с УВ являются пиритизация и каолинитизация [5]. Эмпирические результаты этого явления хорошо объясняются в рамках глубинной флюидодинамической концепции. Также широко известно то, что пириты могут значительно понизить удельное электрическое сопротивление (УЭС) исследуемого пласта [8]. Это приводит к образованию низкоомных интервалов с вероятным УВ насыщением.

Целью статьи является иллюстрация ценности информации о вторичных процессах (пиритизации, каолинитизации, карбонатизации), их интенсивностях в песчаных интервалах, вычисленных на основании данных ГИС, а также показать возможность использования определенных критериев на их основе при изучении трудноизвлекаемых запасов УВ Западной Сибири.

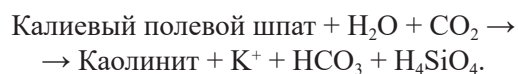
*Принцип статистической интерпретации материалов ГИС*

Рассмотрим принципы методики статистической интерпретации материалов ГИС при вычислении интенсивностей каолинитизации

и пиритизации. Эти процессы в наибольшей степени связаны с глубинной миграцией флюидов и УВ. Пусть нам даны две дискретные выборки: например, пористость песчаной породы и глинистость исследуемого интервала пласта. Важнейшим показателем корреляции двух не связанных дискретных выборок ( $X, Z$ ) являются коэффициенты корреляции  $R$  и аппроксимации  $R_z$ , определяющихся следующим образом:

$$R = \left( \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(z_i - \bar{z}) \right) / (n\sigma_x\sigma_z), \quad (1)$$

где  $\sigma$  — стандартное (среднеквадратичное) отклонение выборочных значений. Коэффициент аппроксимации отражает долю дискретных значений от общего их количества  $n$ , соответствующую определенной функциональной зависимости (например  $f = Z(X)$ ), т.е. «тесноту» их связи. При условии положительной корреляции глинистости с общей пористостью с большой долей вероятности можно утверждать о присутствии эпигенетического преобразования породы, приводящего к вторичной каолинитизации в исследуемом песчаном интервале [3–5], где в результате поступления глубинных флюидов с растворенным  $\text{CO}_2$  углекислотный метасоматоз может протекать следующим образом [9]:



В кислых средах (pH 4–5) происходит каолинитизация как полевого шпата, так и глинистых минералов. Причем, в результате повышенной кислотности растворяется не только заполняющий поры цемент, но и матричный алюмосиликат. Емкость коллектора повышается на 2–3 %, а проницаемость — в несколько раз.

Образование пирита в природных условиях, как правило, идет вследствие реакции взаимодействия сероводорода и железистых соединений, растворенных в воде. При низких температурах (менее 200 °С) в большинстве случаев продуктом реакции на первой стадии являются метастабильные моносulfиды железа, которые затем переходят в пирит [10]. В гидротермальных системах при изменении термобарических условий среды (ниже 100 °С) и при pH порядка 5–6 происходит пиритизация. В этом случае формирование пирита проходит через стадию гидротроилитизации, а при pH 4–5 пиритизация идет непосредственно из раствора. В щелочной среде

при рН 7–9 образуется моносulfид железа, который через некоторое время превращается в пирит.

Очевидно, что обратная зависимость между УЭС песчаной породы и относительным содержанием железа в основном будет обусловлена изменением содержания пиритов при невысокой минерализации пластовой воды (менее 35–40 г/л).

Присутствие серы (либо сероводорода) в углеводородах и железа в той либо иной форме приводит к образованию в песчаной среде вторичных пиритов. Получается, что пириты могут быть связаны как с процессами миграции флюидов (вода, рассолы, нефть, растворенные газы, смеси), следовательно, с наложенным эпигенезом в земной коре, так и с осадконакоплением. Многочисленные исследования показали, что доминирующим фактором присутствия пирита в песчаных отложениях является процесс наложенного эпигенеза [5]. В этом случае данный минерал может служить индикатором присутствия УВ (в качестве доминанты).

Для определения доли интервала пласта, где гидротермальный процесс преобразует вещество, путем скользящей линии точек (по вертикальному разрезу) с неким шагом вычисляем необходимый параметр по следующей зависимости [5]:

$$Y = q/n = \left( \sum_{i=1}^n q_i \right) / n, \quad (2)$$

где  $q$  — количество выборочных значений с положительной корреляцией пористости и глинистости (для вторичной каолинитизации), определяемых по данным ГИС, т.е. при условии тесноты связи  $R_i > |\pm 0,6|$  и уровне значимости 0,05;  $n$  — генеральная выборка (количество точек песчаного интервала). Статистический параметр  $Y$  выражает интервальную меру влияния эпигенетических процессов в песчаниках исследуемых пластов, т.е. в данном случае показывает долю исследуемого интервала (вещества), в которой в связи с эпигенетической каолинитизацией с увеличением глинистости пористость увеличивается, а при пиритизации — с увеличением содержания железа УЭС уменьшается. Назовем его *интервальным параметром*.

Произведение статистических параметров  $i = YR^2$  выражает как качественную, так и количественную статистические характеристики интенсивностей декларируемых процессов. При сопоставлении интенсивностей

процессов (определяемых по данным ГИС), отвечающих содержанию в породах вторичных минералов — каолинита и пирита в песчаных породах, с результатами петрографических исследований шлифов были выявлены следующие коэффициенты корреляции:  $R_{пир} = +0,97$ ;  $R_{каол} = +0,78$  [5]. Это позволяет применить инновационную технологию интерпретации материалов ГИС для решения поставленных задач.

Следует признать, что вся инновационная технология интерпретации была построена на применении минимальной группы стандартных материалов ГИС, а именно — НГК (либо ННКТ), ГК, КС (ГЗ-3), ПС. Это позволяло изучать разрезы скважин и получать геохимическую информацию по данным старого фонда промысловой геофизики. Технология разработана и апробирована с использованием компьютерных программ «Real Collector» и «ПКА» на языке «Visual Basic», дающая возможность выявлять продуктивные низкоомные интервалы, возникающие под влиянием процессов наложенного эпигенеза. Для определения относительных содержаний химических элементов в основу была положена идея дифференциации интегрального нейтронного поля в песчанике в зависимости от концентраций железа, бора и калия, что позволяет определять их относительную концентрацию после калибровки данной программы по средним содержаниям (фоновым величинам) химических элементов в песчанике. В сравнительном анализе определены весовые коэффициенты корреляции между результатами лабораторного нейтронно-активационного анализа образцов песчаника и программным определением (на базе стандартных материалов ГИС) относительных содержаний: железа  $R^{Fe} = 0,85$ , бора  $R^B = 0,7$  и калия  $R^K = 0,63$  [5]. Что подтверждает высокую достоверность программного вычисления.

*Эмпирические результаты и их обсуждения*

Такую качественную характеристику, как ценность информации ( $v$ ), можно определить в количественной форме, используя зависимость ценности от вероятности достижения поставленной цели на основе формальной логики В. И. Корогодина [6]:

$$v = \frac{P - p}{1 - p}, \quad (3)$$

где  $p$  — вероятность достижения цели до получения информации,  $P$  — после получения информации. В нашем случае параметр  $p$  со-

ответствует вероятности определения низкоомного УВ насыщенного коллектора после традиционной интерпретации стандартного комплекса ГИС, т.е. при полной неопределенности и случайном поиске, а  $P$  — вероятность определения пропущенных УВ интервалов при использовании технологии статистической интерпретации каротажных диаграмм.

Рассмотрим методические ограничения статистической интерпретации данных ГИС в случае определения пропущенных песчаных УВ интервалов. Пусть нам дана выборка вычисленных интенсивностей вторичных процессов в интерпретируемых песчаных интервалах и по количеству им соответствующая. В эту выборку войдут интервалы с известными характеристиками насыщения, определенными в результате стандартной интерпретации и испытания пластов. В таком случае, сопоставляя величины вычисленных интенсивностей эпигенетических процессов, связанных с УВ характером насыщения пластов, можно будет заметить то, что величина интенсивности далеко не всегда коррелирует с присутствием углеводородов. Данный факт обусловлен таким же влиянием и водных растворов на интенсивность вторичных процессов, а также явлением дискретности распределения интенсивности [5]. Но, прежде всего, нас интересуют пропущенные низкоомные нефтегазонасыщенные пласты, с которыми коррелируют определенные интенсивности исследуемых процессов. Причем УВ насыщенные пласты, не входящие в группу пропущенных низкоомных коллекторов, образованных в результате вторичных процессов, не определяются как

перспективные. Поэтому исследуемая выборка интенсивностей разделится на две части — неопределенную с водо- и нефтенасыщенными интервалами и вероятностную с некой достоверностью соответствия УВ насыщенным пластам.

Покажем на примере результатов статистической интерпретации песчаных интервалов юры и мела (по материалам ГИС) в испытанных пластах различных скважин Томской области. Были составлены две выборки интенсивностей пиритизации ( $i_{пир}$ ) и каолинизации ( $i_{као}$ ) для нефтенасыщенных (37 интервалов) и водонасыщенных (43 интервала) групп пластов (площади Болтная, Киев-Еганская, Пинджинская, Снежная, Мирная, Вертолетная, Каргасокская, Крыловская и др.). Эмпирическим путем была подобрана функция параметра интенсивности, суммирующая рассматриваемые интенсивности, несущая наиболее отличительные признаки нефте- и водонасыщенных коллекторов, определяемая по:

$$I = \exp(3 \times (i_{пир} + i_{као})). \quad (4)$$

На рисунке 1 показаны огибающие гистограммы плотности распределения параметра интенсивности, вычисляемого по формуле (4), по которым заметны дискретность распределения водонасыщенной выборки и «хвост» при  $I_{VB} > 6$  у.е. в распределении УВ насыщенных интервалов. Из анализа рисунка 1 видно, что в следующих граничных значениях параметра интенсивности  $I = [1,3-6]$  характер насыщения интервалов в значительной степени не определен. Однако минимальная величина «водонасыщенной» плотности распределения

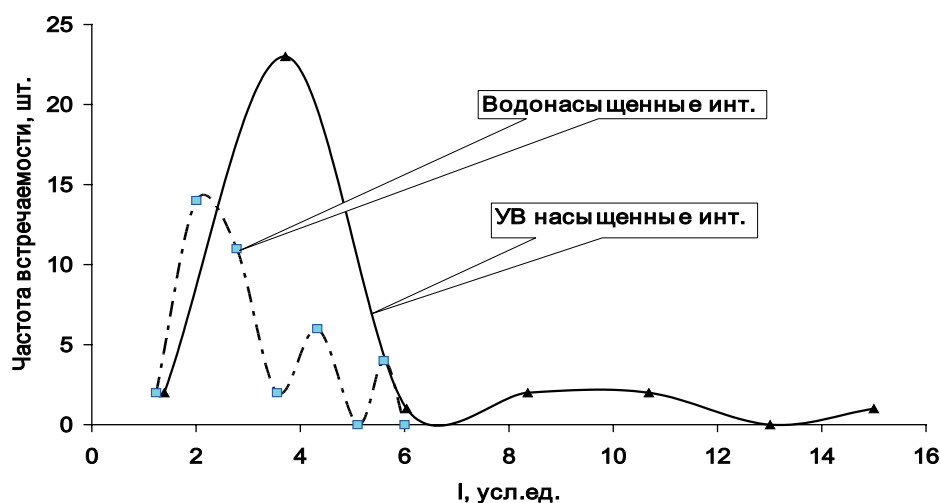


Рисунок 1. Гистограммы плотности распределения параметра интенсивности вторичных процессов в водо- и нефтенасыщенных песчаных интервалах мела и юры на месторождениях Томской области

параметра  $I$  и его максимальная величина для параметра с УВ насыщенным распределением в границах  $I_D = [2,9-3,5]$  позволяет использовать в этих границах данный параметр с вероятностью больше 0,5 (для выявления УВ насыщенного интервала).

В случае объединения количества выборочных значений, входящих в границы  $I_D + I_{УВ}$ , мы получим  $N = 13$  перспективных интервалов (16 % от 80 интервалов), из которых один интервал оказался водонасыщенным ( $n = N - 1$ ). Поэтому вероятность определения пропущенных УВ интервалов (для месторождений Томской области) в граничных значениях  $I_D + I_{УВ}$  будет равна:

$$P = n/N = 12/13 = 0,92.$$

Используя зависимости (1)–(4), при  $p = 0,5$  вычислим ценность информации применения критерия поиска пропущенных перспективных интервалов:

$$v = 0,42/0,5 = 0,84.$$

По Томской области ценность получаемой информации имеет высокое значение. Но остается открытым вопрос эффективности использования данного критерия на других территориях Западной Сибири. Для получения ответа на поставленный вопрос определим ценность параметра интенсивности на территории месторождения Самотлора и примыкающих к нему участков.

Для 40 испытанных нефтенасыщенных интервалов и 42 интервалов водонасыщенных (в различных скважинах) были вычислены параметры интенсивности по формулам (1)–(3). Получены 32 УВ насыщенных и 39 водонасыщенных коллекторов с 4-мя перспективными интервалами (в граничных значениях  $I_D + I_{УВ}$ ), из которых один оказался водонасыщенным.

Итак, ценность и количество выборочных значений (4 инт.) используемого критерия для месторождений Самотлора и примыкающих к нему участков оказались значительно меньше, чем для месторождений территории Томской области:

$$P = n/N = 3/4 = 0,75;$$

$$v = 0,25/0,5 = 0,5.$$

Однако граничные значения  $I_D + I_{УВ}$  вычисляемого параметра могут использоваться и на этой территории, т.к. вероятность определения пропущенного УВ насыщенного интервала здесь также достаточно высока.

Корреляционный анализ между выборками интенсивностей процессов пиритизации и каолинитизации на территории Западной Сибири позволил выявить следующую закономерность — для нефтенасыщенных интервалов между выборками рассматриваемых интенсивностей всегда присутствует положительная корреляция (рисунок 2), а для водонасыщенных пластов регрессия между ними полностью отсутствует.

На рисунке 2 показано сопоставление между интенсивностями процессов пиритизации и каолинитизации для УВ интервалов месторождения Самотлор. Положительная корреляция ( $R = + 0,88$ ) указывает на то, что в нефтенасыщенных пластах парагенез рассматриваемых процессов обусловлен присутствием УВ. Возможно, что в процессе формирования залежи, с распадом гидратной оболочки частиц «микронфти» на нефть и временно диссоциированную воду с образованием избытка свободных ионов водорода уменьшается рН до 4–5. В свою очередь, гидроксильная группа идет на образование гидроксида железа, и с присутствием сероводорода пиритизация будет проходить односта-

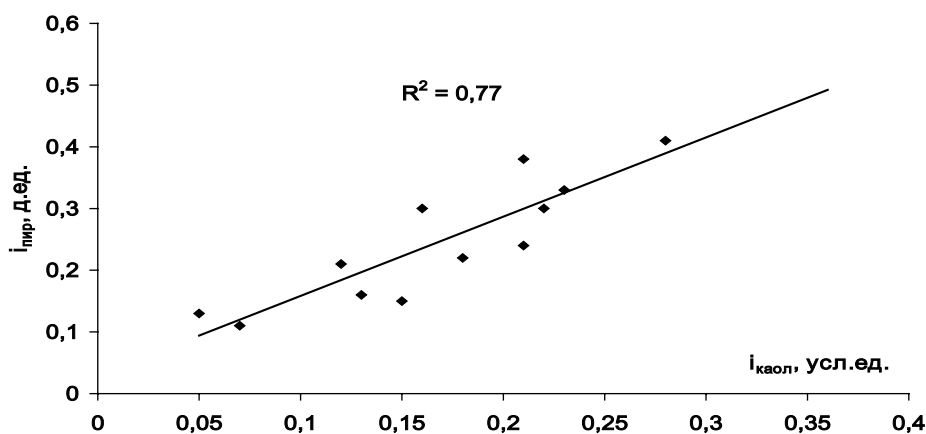


Рисунок 2. Сопоставление интенсивностей вторичных процессов пиритизации с каолинитизацией в нефтенасыщенных интервалах месторождения Самотлор

дийно, совместно с каолинизацией породы [9–11].

Если распределить параметр интенсивности по возрастанию и сравнить две выборки с УВ- и водонасыщением, то увидим, что угол возрастания кривой (коэффициент в экспоненте) для УВ насыщенных интервалов намного больше угла водонасыщенной выборки, где коэффициент в экспоненте между ними отличается в ~1,5–2,0 раза (рисунок 3). Это обусловлено тем, что в водонасыщенных пластах намного чаще (на 35–70 %) встречаются «низкоинтенсивные» интервалы ( $I < 3$ ) исследуемых процессов, чем в нефтенасыщенных коллекторах.

Ценность информации (в рамках присутствия залежей УВ) кроме действительной характеристики обладает еще и потенциальной компонентой. Мы далеко не всегда можем определить значимость и ценность уже полученной геохимической информации, ее возможную опосредованную связь с углеводородами. Только проведение дополнительного исследования позволяет выявлять значимость получаемой информации и переводить ее в область действительной ценности.

Допустим, нам известны интенсивности вторичных геохимических преобразований верхних песчаных слоев разреза скважин. Причем, корреляции и распределения выборок величин интенсивностей (для УВ насыщенных коллекторов) не соответствуют вышеописанным закономерностям. И причиной этого несоответствия может оказаться неучтенный фактор вертикальной флюидомиграции, приводящий к неверно интерпретируемым фактическим результатам [6].

Вертикальная миграция химически активных флюидов обуславливает интенсивные

геохимические преобразования пород верхних горизонтов. Очевидно, что интенсивность процессов наложенного эпигенеза верхних слоев может служить индикатором характера насыщения нижних горизонтов исследуемого разреза. Исследования по Томской области на предмет изучения различия усредненных величин интенсивностей вторичных процессов в меловых пластах показали следующую закономерность — присутствие продуктивной залежи в юрских пластах является причиной повышенной усредненной интенсивности геохимических процессов в меловых интервалах разреза скважин (рисунок 4).

На рисунке 4 показаны огибающие гистограммы мультипликативной, усредненной по меловым пластам интенсивности вторичных процессов (без учета нулевых величин) каолинизации, карбонатизации и пиритизации:

$$F = \langle i_{\text{каоол}} \rangle \langle i_{\text{карб}} \rangle \langle i_{\text{пир}} \rangle. \quad (5)$$

Показаны гистограммы мультипликативной интенсивности (параметра) при присутствии и отсутствии нефтенасыщенных залежей в юре 46-и скважин различных площадей Томской области (Вертолетная, Болотная, Мартовская, Линейная и др.). Значительный сдвиг вправо исследуемого параметра (относительно бесперспективных юрских пластов) подтверждает факт влияния залежи углеводородных юрских пластов на повышение интенсивностей вторичных процессов в меловых интервалах. Если для меловых отложений Томской области мы получаем мультипликативный параметр больше граничной величины  $F > F_{\text{гп}} = 0,007$ , то с вероятностью более 0,9 в нижнем юрском горизонте присутствует нефть.

Итак, используя динамическую концепцию миграции флюидов снизу вверх и соответ-

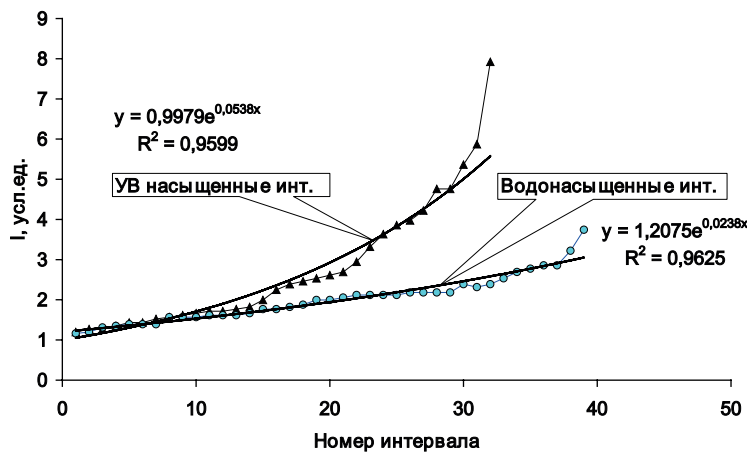
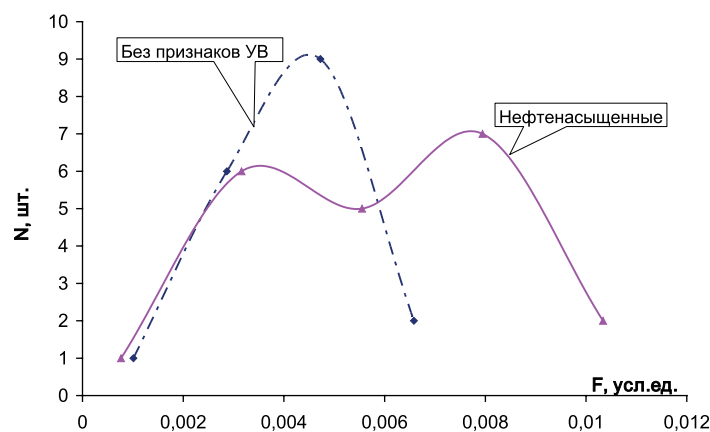


Рисунок 3. Распределение параметра интенсивности по его возрастанию в песчаных интервалах месторождения Самотлор



**Рисунок 4.** Гистограммы мультипликативной интенсивности ( $F$ ) наложено эпигенетических процессов (усредненных по меловым интервалам) без признаков и с присутствием продуктивных залежей в юрских пластах

ствующий процесс эпигенетического преобразования пород, мы перевели потенциальную ценность геохимической информации (связи геохимического критерия с присутствием УВ насыщенной залежи) в действительную компоненту. Тем самым увеличили её действительную и, соответственно, коммерческую ценность.

В свою очередь, в 60–90-х годах XX века в основном все скважины по Томской области разбуривались до фундамента. Поэтому для изучения фундамента по материалам старого фонда необходимо использовать данные по вторичным, эпигенетическим процессам в юрских пластах. Применение параметра мультипликативной интенсивности ( $S$ ) для юрских отложений позволяет исследовать палеозойский горизонт, т.е. изучить трудноизвлекаемые запасы УВ палеозоя на основе старого фонда материалов ГИС. Это значительно повысит экономический эффект проводимых исследований.

*Оценка перспектив воспроизводства запасов*

Данная методика была апробирована в ООО «Матюшкинская вертикаль», где на Матюшкинском месторождении были выявлены в разрезе среднего и нижнего мела скважины № 2 низкоомные интервалы с вероятностью насыщения углеводородами и наличие ачимовской пачки с вероятностью 30–47 % с учетом пониженного электрического сопротивления вследствие пиритизации и деградации гидрослюды. В результате испытания ачимовской пачки в интервале 2835–2839 м с применением гидроразрыва пласта был получен приток жидкости в размере 65 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 160 атм с содержанием углеводородов 1–2 %.

Результатом испытания пласта Б9 на Вахском месторождении стал перевод законсервированной скважины № 606 в эксплуатационный фонд, так как был получен среднесуточный дебит жидкости в объеме 43 м<sup>3</sup> с обводненностью 49 %, а дебит нефти составил 18 т. Суммарный отбор нефти за 17 сут испытания составил 250 т с учетом незначительного падения дебита скважины, что требует в последующие годы применения методов увеличения нефтеотдачи пласта.

Проведенный нами расчет с учетом затрат на интерпретацию ГИС и затрат на добычу, сбор, подготовку и транспортировку нефти и налоговых расходов показал рентабельность на уровне 6 % по истечении первого года эксплуатации скважины. Экономическая выгода использования данного метода исследования хорошо иллюстрируется следующей преобразованной нами формулой [12]:

$$S_3 = \frac{S_{раз} - S_{нпр}}{\Delta Z} \Rightarrow S_3 = \frac{S_{исл}}{\Delta Z}, \quad (6)$$

где  $\Delta Z$  — прирост запасов нефти и газа за данный отрезок времени;  $S_3$  — капитальные затраты на 1 т прироста разведанных запасов УВ;  $S_{раз}$  — капиталовложения в поиски и разведку УВ за данный период времени;  $S_{нпр}$  — стоимость продуктивных разведочных скважин, передаваемых в основные фонды. В нашем случае вводим  $S_{исл}$  — затраты на интерпретацию данных ГИС старого фонда скважин ( $S_{гис}$ ) и испытания низкоомных пластов ( $S_{II}$ ):

$$S_{исл} = S_{гис} + S_{II}, \quad S_{II} = n \langle S_i \rangle, \quad (7)$$

где  $n$  — количество испытанных пластов;  $\langle S_i \rangle$  — средние затраты на испытание одного



пласта. Количество испытанных низкоомных пластов равно произведению количества изученных песчаных интервалов ( $N$ ) и вероятности обнаружения низкоомных коллекторов ( $P_{нк}$ ). Введем следующее условие: пусть все выявленные перспективные низкоомные коллекторы будут перфорированы. В этом случае для вычисления вероятности  $P_{нк}$  необходимо знать  $P_c$  — вероятность обнаружения перспективного коллектора в скважине относительно всех исследуемых скважин,  $P_{ин}$  — вероятность выявления данного интервала в самой скважине относительно исследуемых интервалов скважины и достоверность получаемой информации при использовании этой инновационной технологии. В качестве достоверности соответствия перспективного интервала действительному нефтенасыщению можно использовать параметр ценности информации (3), служащей мерой достижения поставленной цели. Поэтому количество испытанных пластов вычисляем по формуле:

$$n = N \cdot P_{нк} = N \cdot P_c \cdot P_{ин} \cdot v. \quad (8)$$

Далее, используя полученные зависимости (6)–(8) и проведя незначительные преобразования, можно решить уравнение изменения прироста запасов относительно изменения ценности получаемой информации:

$$\frac{\partial Z}{\partial v} = \left( \frac{S_{зис} + \langle S_1 \rangle NP_c P_{ин} v}{S_3} \right)' = \frac{\langle S_1 \rangle NP_c P_{ин}}{S_3}. \quad (9)$$

Назовем зависимость (9) чувствительностью прироста запасов к приобретенной информационной ценности. Заметим, что эта зависимость пропорциональна субъективному фактору — количеству изученных интервалов и не зависит от параметра ценности. Для установления среднего прироста запасов в связи с ценностью информации, используя формулу (8), возьмем определенный интеграл по  $dv$  правой части уравнения (9) и получим следующее равенство:

$$\Delta Z = \frac{\langle S_1 \rangle}{S_3} n' (\ln v - \ln v_{\min}). \quad (10)$$

Из формулы (10) видно, что с увеличением логарифмической разности информационной ценности между минимальным (случайным) и закономерным подходами исследований интервалов увеличивается прирост запасов УВ.

Таким образом, основным результирующим информационным показателем является повышение степени разведанности лицензионного участка, а ценность полученной ин-

формации подчиняется закону убывающей предельной полезности, что в принципе согласуется с основным законом в области геологоразведки: чем выше разведанность, тем меньше вероятность обнаружения новых залежей углеводородов. Заметим, что эффект от ГРП может проявляться в течение десятилетий, так как «новые знания в одной области могут быть совместным продуктом с новыми знаниями в другом. Поэтому затраты на разведку не всегда могут быть истолкованы аналогично, что и стоимость исследовательских работ» [13].

### Выводы

Повышение ценности информации при интерпретации данных ГИС определено зависит от использования нестандартных способов и принципиально новых методов самой интерпретации. Предлагаемый метод и технология статистической интерпретации позволяют определять информацию о вторичных геохимических (эпигенетических) процессах в песчаных коллекторах. В свою очередь, интенсивности вторичных процессов являются индикаторами присутствия углеводородов и могут служить критерием их наличия.

Итак, на основании проведенных исследований перечислим полученные выводы.

Во-первых, граничные значения эмпирически определенных геохимических критериев могут меняться в зависимости от территории исследования. Это обусловлено изменением химизма глубинных флюидов и петрофизических характеристик горных пород. Поэтому для каждой исследуемой территории совокупности структур первого порядка необходимо подбирать свои граничные значения данного геохимического критерия.

Во-вторых, парагенез наложено-эпигенетических процессов пиритизации и каолинитизации в песчаных интервалах указывает на их УВ насыщение.

В-третьих, использование параметра мультипликативной интенсивности таких эпигенетических процессов, как пиритизация, каолинитизация и карбонатизация, в юрских пластах позволяет исследовать насыщение пластов палеозоя.

В-четвертых, представленный математический аппарат позволяет оценить многоаспектную полезность полученной информации.

Таким образом, представленные результаты исследований подтверждают экономическую выгоду предлагаемой методики изуче-

ния данных ГИС, а полученные численные величины граничных значений критерия присутствия УВ можно использовать для поиска пропущенных залежей по Томской области.

*Статья выполнена в рамках гранта РФФИ 18-010-00660 А Концептуальные под-*

*ходы к парадигме устойчивого и сбалансированного недропользования области с учетом специфики минерально-сырьевой базы и отраслевой структуры в целях обеспечения долгосрочного социально-экономического роста нефтедобывающего региона. Регистрационный номер ЦИТус АААА-А17-117122990012-5.*

#### СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филимонова И.В. Воспроизводство минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2017. Т. 2. № 1. С. 197–200.

2. Шарф И.В. Финансовые и организационные аспекты воспроизводства ресурсной базы углеводородов в региональном разрезе // Экономика региона. 2017. Т. 13. № 2. С. 628–640.

3. Тимурзиев А.И. Миф энергетического голода от Хабберта и пути решения глобальной энергетической проблемы на основе реализации проекта «Глубинная нефть» // Недропользование XXI век. 2017. № 10. С. 106–121.

4. Мельник И.А., Смирнова К.Ю., Зими́на С.В., Жданова А.В., Елисе́ева О.Д., Шеламова Е.В. Геологическое строение, стратиграфия и перспективы нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений Томской области // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. 2015. Т. 326. № 11. С. 20–30.

5. Мельник И.А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2016. 146 с.

6. Мельник И.А., Смирнова К.Ю. Опыт статистической интерпретации параметров ГИС для выявления эпигенетических преобразований в песчаных пластах верхней юры и нижнего мела как индикаторов качества флюидопора баженовской и марьяновской свит // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2017. № 3 (31). С. 58–66.

7. Леонов В.П. Современные проблемы информатики. Введение в семиотику информационных технологий. Томск: Изд-во НТЛ, 2011. 248 с.

8. Зубков М.Ю. Анализ возможных причин низкоомности пласта Ю1 (Западная Сибирь) // Каротажник. 2017. Т. 273. № 3. С. 3–38.

9. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.

10. Козеренко С.В., Храмов Д.А., Фадеев В.В. Исследование механизма образования пирита в водных растворах при низких температурах и давлениях // Геохимия. 1995. № 9. С. 1553–1565.

11. Тараненко Е.И., Безбородов Р.С., Хакимов М.Ю. Преобразование коллекторов в нефтяных залежах // Геология нефти и газа. 2001. № 2. URL: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/2001/02/Stat/stat04.html> (дата обращения: 15.03.2018).

12. Хайруллин А.Х., Лузин В.И., Самигуллин А.С. О возмещении затрат на геологоразведочные работы (в порядке обсуждения) // Геология и геофизика. 1962. № 2. URL: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1962/02/Stat/stat05.html> (дата обращения: 15.03.2018).

13. Adelman M.A. Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum // The Review of Economics and Statistics. 1990. Vol. 72 (1). P. 1-10. URL: <http://www.jstor.org/stable/2109733> (дата обращения: 15.03.2018).

#### REFERENCES

1. Filimonova I.V. Vosproizvodstvo mineral'no-syr'evoi bazy neftegazovogo kompleksa Rossii [Reproduction Mineral Base Russia]. *Interekspo Geo-Sibir' — Interekspo Geo-Sibir'*, 2017, Vol. 2, No. 1, pp. 197–200. [in Russian].

2. Sharf I.V. Finansovye i organizatsionnye aspekty vosproizvodstva resursnoi bazy uglevodorodov v regional'nom razreze [Financial and Organizational Aspects of the Recovery of Hydrocarbon Resource Base in the Regional Context]. *Ekonomika regiona — Economy of Region*, 2017, Vol. 13, No. 2, pp. 628-640. [in Russian].

3. Timurziev A.I. Mif energeticheskogo goloda ot Khabberta i puti resheniya global'noi energeticheskoi problemy na osnove realizatsii proekta «Glubinnaya nef't» [Myth of Power Hunger from Habbert and Ways of the Decision of the Global Power Problem on Base of «Deepoil» Project Realization]. *Nedropol'zovanie XXI vek — Subsoil Use of the XXI Century*, 2017, No. 10, pp. 106–121. [in Russian].

4. Mel'nik I.A., Smirnova K.Yu., Zimina S.V., Zhdanova A.V., Eliseeva O.D., Shelamova E.V. Geologicheskoe stroenie, stratigrafiya i perspektivy neftegazonosnosti nizhnesredneyurskikh otlozhenii Tomskoi oblasti [Geological Structure, Stratigraphy and Perspectives of Oil and Gas Potential in the Low-Middle Jurassic Deposits in Tomsk Region]. *Izvestiya TPU. Inzhiniring georesursov — Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, Vol. 326, No. 11, pp. 20–30. [in Russian].

5. Mel'nik I.A. *Opredelenie intensivnosti vtorichnykh geokhimicheskikh protsessov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Intensity Determination of Secondary Geochemical Processes Based on Statistical Interpretation of GIS Data]. Novosibirsk, SNIIGGiMS, 2016. 146 p. [in Russian].

6. Mel'nik I.A., Smirnova K.Yu. Opyt statisticheskoi interpretatsii parametrov GIS dlya vyyavleniya epigeneticheskikh preobrazovaniy v peschanykh plastakh verkhnei yury i nizhnego mela kak indikatorov kachestva flyuidopora bаженовской i mar'yanovskoi svit [Statistic Interpretation of Well Logging Parameters to Reveal Epigenetic Alterations in the Upper Jurassic and Lower Cretaceous Sandstone Strata as Indicators of the Sealing Properties of the Bazhenovskaya and Maryanovskaya Formations]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri — Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2017, No. 3 (31), pp. 58–66. [in Russian].

7. Leonov V.P. *Sovremennye problemy informatiki. Vvedenie v semiotiku informatsionnykh tekhnologii* [Modern Problems of Computer Science. Introduction to the Semiotics of Information Technology]. Tomsk, Izd-vo NTL, 2011. 248 p. [in Russian].

8. Zubkov M.Yu. Analiz vozmozhnykh prichin nizkoomnosti plasta Yu1 (Zapadnaya Sibir') [The Analysis of Possible Causes of Low Electrical Resistivity in Yu1 Formation (Western Siberia)]. *Karotazhnik — Karotazhnik*, 2017, Vol. 273, No. 3, pp. 3–38. [in Russian].

9. Lebedev B.A. *Geokhimiya epigeneticheskikh protsessov v osadochnykh basseynakh* [Geochemistry of Epigenetic Processes in Sedimentary Basins]. Leningrad, Nedra Publ., 1992. 239 p. [in Russian].

10. Kozerenko S.V., Khramov D.A., Fadeev V.V. *Issledovanie mekhanizma obrazovaniya pirita v vodnykh rastvorakh pri nizkikh temperaturakh i davleniyakh* [Investigation of the Mechanism of Pyrite Formation in Aqueous Solutions at Low Temperatures and Pressures].

*Geokhimiya — Geochemistry*, 1995, No. 9, pp. 1553–1565. [in Russian].

11. Taranenko E.I., Bezborodov R.S., Khakimov M.Yu. *Preobrazovanie kollektorov v neftyanykh zalezhakh* [Reservoirs Transformation in Oil Deposits]. *Geologiya nefii i gaza — Oil and Gas Geology*, 2001, No. 2. URL: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/2001/02/Stat/stat04.html> (assessed 15.03.2018). [in Russian].

12. Khairullin A.Kh., Luzin V.I., Samigullin A.S. *O vzmeshchenii zatrat na geologorazvedochnye raboty (v poryadke obsuzhdeniya)* [On Reimbursement of Expenses for Geological Exploration Work (in the Form of Discussion)]. *Geologiya i geofizika — Geology and Geophysics*, 1962, No. 2. URL: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1962/02/Stat/stat05.html> (assessed 15.03.2018). [in Russian].

13. Adelman M.A. Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum. *The Review of Economics and Statistics*, 1990, Vol. 72 (1), pp. 1–10. URL: <http://www.jstor.org/stable/2109733> (assessed 15.03.2018).

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

**Мельник Игорь Анатольевич**, доктор геол.-мин. наук, заместитель директора по научной работе ТФ АО «СНИИГГиМС», г. Томск, Российская Федерация

**Igor A. Melnik**, Doctor of Geological-Mineralogical Sciences, Deputy Director for Research Work TF, AO «SNIIGGiMS», Tomsk, Russian Federation

e-mail: [migranis@mail.ru](mailto:migranis@mail.ru)

**Шарф Ирина Валерьевна**, канд. экон. наук, доцент отделения нефтегазового дела, НИ ТПУ, г. Томск, Российская Федерация

**Irina V. Sharf**, Candidate of Economic Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Engineering Department, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

e-mail: [irina\\_sharf@mail.ru](mailto:irina_sharf@mail.ru)